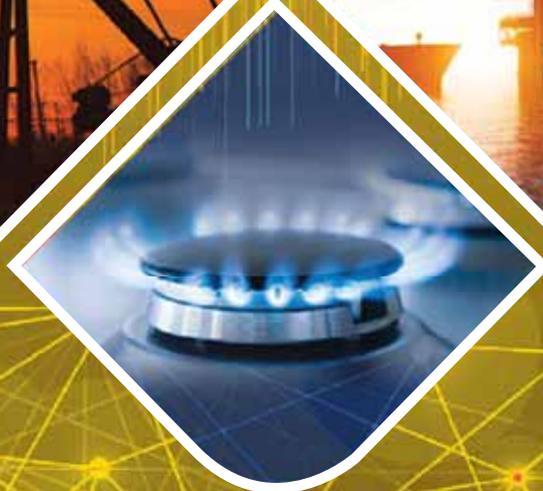




PLAN DIRECTEUR RÉGIONAL RELATIF AU GAZ DE LA SADC



2023 - 2038



Le consultant (Africa International Advisors) a été désigné par les partenaires coopérants (la Banque de développement de l'Afrique australe et la Société de développement industriel) au nom du client (la Communauté de développement de l'Afrique australe) pour l'élaboration du plan directeur régional du gaz de la SADC et, par conséquent, tous les travaux réalisés dans le cadre de ce projet sont la propriété du client. Les droits d'auteur sont strictement réservés et aucun travail, ou partie de celui-ci, ne peut être utilisé ou adapté de quelque manière que ce soit sans l'accord exprès et écrit du client.

Malgré l'intention des consultants de fournir des informations exactes et à jour, ils ne donnent aucune garantie expresse, tacite ou implicite quant à l'exactitude et à la mise à jour de ces informations. Les consultants, leurs employés, agents et associés ne peuvent être tenus responsables des dommages de quelque nature que ce soit résultant de l'utilisation des informations contenues dans le présent document, y compris, mais sans s'y limiter, les dommages directs, indirects, accessoires, punitifs et consécutifs.

L'autorisation d'utiliser le contenu de cette présentation, notamment le texte, les graphiques, les logos, les icônes, les dessins, les cartes, les liens vers et depuis, la mise en page ailleurs et les conditions, peut être adressée à contact@africaia.com or registry@sadc.int

2022

TABLE DES MATIERES

LISTE DES FIGURES	II
LISTE DE TABLEAUX	III
LISTE DES ABREVIATIONS ET DES ACRONYMES	III
SOMMAIRE	1
1 INTRODUCTION	6
1.1 CONTEXTE DU PLAN DIRECTEUR REGIONAL EN MATIERE DE GAZ (PDRG)	6
1.2 LIENS STRATEGIQUES ET POLITIQUES	6
2 APPROCHE ET METHODOLOGIE	7
2.1 PHASE I : LE CADRE CONCEPTUEL	9
2.2 PHASE II : VISION RGMP ET PLAN DE DEVELOPPEMENT DE L'INFRASTRUCTURE	9
2.3 INTEGRATION REGIONALE	10
2.4 DEVELOPPEMENT INDUSTRIEL ET PARTICIPATION DU SECTEUR PRIVE	10
3 ÉVOLUTION DU MACRO-CONTEXTE	11
3.1 LA (JUSTE) TRANSITION ENERGETIQUE	11
3.2 TENDANCES DU MARCHE MONDIAL DU GNL	13
4 INDUSTRIALISATION A BASE DE GAZ	15
4.1 INDUSTRIALISATION A BASE DE GAZ : PETROCHIMIE	15
4.2 L'INDUSTRIALISATION A BASE DE GAZ : ÉNERGIE DE CHAUFFAGE	18
4.3 FEUILLE DE ROUTE POUR L'INDUSTRIALISATION	18
5 PLAN D'INFRASTRUCTURE	19
6 PLAN DE MISE EN ŒUVRE	22
7 INFRASTRUCTURES DOUCES : DEVELOPPEMENT DU MARCHE	27
7.1 DEVELOPPER LE MARCHE DU GAZ	27
7.2 PRIX ET CONTRATS GAZIERS	29
7.3 POLITIQUE ET SOCIO-ECONOMIQUE	33
7.4 PLANIFICATION DE L'ENERGIE ET STRUCTURE DU SYSTEME ENERGETIQUE	34
7.5 LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE	37
7.6 STRATEGIES DE CAPITAL ET D'INVESTISSEMENT	39
7.7 PERSONNES : CAPACITE ET PARTICIPATION	42
7.8 DISPOSITIONS INSTITUTIONNELLES	45
8 INFRASTRUCTURE MATERIELLE	47
8.1 LES CORRIDORS ET GRAPPES ECONOMIQUES	48
8.2 RESUME DES BESOINS D'INVESTISSEMENT	71
9 CONCLUSIONS	72
ANNEXE A	72

LISTA DE FIGURAS

FIGURE 1:	VISION ET CADRE STRATEGIQUE DU RGMP	2
FIGURE 2:	PROJETS D'INFRASTRUCTURE REGIONALE PROPOSES ET CLASSES PAR ORDRE DE PRIORITE	3
FIGURE 3:	CARTOGRAPHIE DES INFRASTRUCTURES EXISTANTES, PLANIFIEES ET POTENTIELLES	4
FIGURE 4:	ALIGNEMENT DU PLAN DIRECTEUR REGIONAL POUR LE GAZ	7
FIGURE 5:	L'APPROCHE ET LA METHODOLOGIE DU RGMP	8
FIGURE 6:	CADRE D'ELABORATION DE LA PHASE II DU RGMP ET DU PLAN DIRECTEUR POUR LE DEVELOPPEMENT DE L'INFRASTRUCTURE	9
FIGURE 7:	OPTIONS ET POSSIBILITES D'INTEGRATION	10
FIGURE 8:	LE PAYSAGE ENERGETIQUE DE LA SADC	11
FIGURE 9:	COUT NIVELE DE L'ENERGIE (LCOE) POUR LES ENERGIES RENOUVELABLES ET LE STOCKAGE	13
FIGURE 10:	PERSPECTIVES DE PRIX DU GNL	14
FIGURE 11:	PRODUCTION PETROCHIMIQUE A PARTIR DE DIVERSES SOURCES D'INTRANTS	15
FIGURE 12:	ANALYSE TECHNICO-ECONOMIQUE DU METHANOL (MEOH)	16
FIGURE 13:	ANALYSE TECHNICO-ECONOMIQUE DE L'AMMONIAC/UREE (NH ₃)	16
FIGURE 14:	ANALYSE TECHNICO-ECONOMIQUE DU GTL	17
FIGURE 15:	COUT NIVELE DE LA PRODUCTION D'HYDROGENE PAR TECHNOLOGIE EN 2020, ET DANS LE SCENARIO D'EMISSIONS NETTES NULLES, 2030 ET 2050	17
FIGURE 16:	PROCESSUS DE DEVELOPPEMENT DU MARCHE DU GAZ	19
FIGURE 17:	CORRIDORS DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE DE GAZ	19
FIGURE 18:	PROJETS D'INFRASTRUCTURE PRIORITAIRES POUR TOUS LES CORRIDORS	20
FIGURE 19:	DEPENSES EN CAPITAL (CAPEX) NECESSAIRES A LA MISE EN ŒUVRE DU SCHEMA DIRECTEUR DES INFRASTRUCTURES	20
FIGURE 20:	CHAINE DE VALEUR DU GAZ NATUREL	28
FIGURE 21:	FACTEURS CLES INFLUENÇANT LA DEMANDE DE GAZ ET LA VALEUR DU MARCHE	28
FIGURE 22:	DEVELOPPEMENT ET TARIFICATION DU GAZ EN AMONT	30
FIGURE 23:	AUGMENTATION TYPIQUE DU PRIX DU GNL DISTRIBUE AUX UTILISATEURS FINAUX	31
FIGURE 24:	CREATION DE VALEUR ECONOMIQUE	31
FIGURE 25:	THEMES GEOPOLITIQUES GENERAUX	34
FIGURE 26:	QUESTIONS SOCIO-ÉCONOMIQUES AYANT UN IMPACT SUR LES ÉTATS MEMBRES DE LA SADC	34
FIGURE 27:	LE TRILEMME DE L'ENERGIE	35
FIGURE 28:	PLANIFICATION INTEGREE DE L'ENERGIE ET SES AVANTAGES POUR LA SADC	35
FIGURE 29:	CYCLE DE PLANIFICATION INTEGREE DE L'ENERGIE	36
FIGURE 30:	CONVERGENCE DES POLITIQUES	37
FIGURE 31:	CARACTERISTIQUES DES CADRES REGLEMENTAIRES GAZIERS FAVORABLES AUX INVESTISSEURS	38

FIGURE 32:	CADRES LEGISLATIFS ET REGLEMENTAIRES DU GAZ NATUREL DE LA SADC	38
FIGURE 33:	DIMENSIONS CLES DES LIGNES DIRECTRICES REGLEMENTAIRES REGIONALES	39
FIGURE 34:	ALLOCATION BUDGETAIRE AU CYCLE DE FINANCEMENT	40
FIGURE 35:	SOURCES POTENTIELLES DE FINANCEMENT	41
FIGURE 36:	PRINCIPAUX ASPECTS DE LA POLITIQUE, DE LA LEGISLATION ET DE LA REGLEMENTATION DANS LA CHAINE DE VALEUR DU GAZ NATUREL	44
FIGURE 37:	CARTE ILLUSTRANT LES CORRIDORS ECONOMIQUES	47
FIGURE 38:	APPROVISIONNEMENT ACTUEL DU SUD DU MOZAMBIQUE	50
FIGURE 39:	COMPARAISON DES TARIFS DE TRANSPORT DU GAZ NATUREL VERS L'INTERIEUR DE L'AFRIQUE DU SUD	50
FIGURE 40:	TERMINAUX GNL ACTUELS ET ALLOCATION DE GAZ DOMESTIQUE	53
FIGURE 41:	TERMINAUX GNL SUPPLEMENTAIRES POTENTIELS ET ALLOCATION DE GAZ DOMESTIQUE	54
FIGURE 42:	GAZ POTENTIELLEMENT INEXPLOITE	54
FIGURE 43:	MOZAMBIQUE - NACALA SCENARIOS GTP	55
FIGURE 44:	PROFIL D'ALLOCATION DU GAZ DOMESTIQUE EN TANZANIE	58
FIGURE 45:	RESERVES DE GAZ EN TANZANIE, TCF	59
FIGURE 46:	RESSOURCES GAZIERES TERRESTRES DISPONIBLES POUR REpondre A LA DEMANDE INTERIEURE DE GAZ EN TANZANIE	60
FIGURE 47:	TANZANIE - BESOINS EN GAZ DOMESTIQUE ET ALLOCATION, PREVISIONS DE LA DEMANDE ET BESOINS EN GNL, 2030, TCF/A	60
FIGURE 48:	ANGOLA - PLANS GTP, MW	64
FIGURE 49:	NAMIBIE- REPARTITION DE L'OFFRE, PJ	67
FIGURE 50:	CAP SUD - ALLOCATION DE L'OFFRE, TCF	68
FIGURE 51:	DEMANDE DE GAZ EXISTANTE ET POTENTIELLE A MAURICE	69
FIGURE 52:	MAURICE - DIFFERENTS TAUX DE CONVERSION DES VOLUMES DE GNL	69
FIGURE 53:	FINANCEMENT NECESSAIRE POUR LES GAZODUCS EN FONCTION DU VOLUME (EN PJ)	70
FIGURE 54:	INVESTISSEMENT DANS LES INFRASTRUCTURES - ESTIMATION DES DEPENSES D'INVESTISSEMENT PAR CORRIDOR ET PAR PAYS, EN MILLIONS DE DOLLARS US	71
FIGURE 55:	ESTIMATION DU TOTAL DES DEPENSES D'INVESTISSEMENT PAR PAYS, EN MILLIONS DE DOLLARS US	71
FIGURE 56:	SCHEMA DIRECTEUR D'INVESTISSEMENT DU CORRIDOR MAPUTO-AFRIQUE DU SUD	73
FIGURE 57:	SCHEMA DIRECTEUR D'INVESTISSEMENT DU CORRIDOR RICHARDS BAY-AFRIQUE DU SUD	73
FIGURE 58:	PLAN D'INVESTISSEMENT DU CORRIDOR AFUNGI-NACALA-NDOLA	74
FIGURE 59:	PLAN D'INVESTISSEMENT DU CORRIDOR AFUNGI-DAR ES SALAAM	75
FIGURE 60:	SCHEMA DIRECTEUR D'INVESTISSEMENT DU CORRIDOR ANGOLA/RDC	75
FIGURE 61:	SCHEMA DIRECTEUR D'INVESTISSEMENT DU CORRIDOR WALVIS BAY-CAPE TOWN	76

LISTE DE TABLEAUX

TABLEAU 1: DIMENSIONS HABILITANTES CLES POUR REALISER LA VISION ET LE SCHEMA DIRECTEUR DE L'INFRASTRUCTURE DU RGMP	4
TABLEAU 2: TAILLE ET COUT DES PROJETS PROPOSES	21
TABLEAU 3: PLAN DE MISE EN ŒUVRE DU RGMP	22
TABLEAU 4: ROLES CLES DES INSTITUTIONS REGIONALES	45
TABLEAU 5: ROLES CLES AU NIVEAU NATIONAL	46
TABLEAU 6: RESUME DU CORRIDOR - COTE EST VERS L'AFRIQUE DU SUD	48
TABLEAU 7: INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES - CORRIDOR ENTRE LA COTE EST ET L'AFRIQUE DU SUD	48
TABLEAU 8: RESUME DU CORRIDOR : AFUNGI-NACALA-NDOLA	52
TABLEAU 9: INVESTISSEMENTS EN INFRASTRUCTURES - CORRIDOR AFUNGI-NACALA-NDOLA	52
TABLEAU 10: RESUME DU CORRIDOR : AFUNGI-DAR ES SALAAM-MOMBASA, MALAWI, ZAMBIE ET OUGANDA	57
TABLEAU 11: INVESTISSEMENTS EN INFRASTRUCTURES - CORRIDOR AFUNGI-DAR-ES-SALAAM-MOMBASA	58
TABLEAU 12: RESUME DU CORRIDOR - ANGOLA/RDC	62
TABLEAU 13: INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES - CORRIDOR DE L'ANGOLA	63
TABLEAU 14: RESUME DU CORRIDOR : WALVIS BAY-CAPE TOWN	65
TABLEAU 15: INVESTISSEMENTS EN INFRASTRUCTURES - CORRIDOR WALVIS BAY-CAPE TOWN	66
TABLEAU 16: RESUME DU CORRIDOR : OCEAN INDIEN	68

LISTE DES ABREVIATIONS ET DES ACRONYMES

Acronyme	Définition
°C	Degré Celsius
2P	Réserves de gaz prouvées et probables
4IR	La quatrième révolution industrielle
AfCFTA	Zone de libre-échange continentale africaine
BAD	Banque africaine de développement
AIA	Africa International Advisors (Conseillers internationaux en matière d'Afrique)
UA	Union africaine
BAU	Business As Usual
bbl	Baril de pétrole
BBOE	Milliards de barils d'équivalent pétrole
bcf	Milliards de pieds cubes
bcf/d	Milliards de pieds cubes par jour
bcm	Milliards de mètres cubes
bcm/a	Milliards de mètres cubes par an
BP	British Petroleum
Bscf	Milliards de pieds cubes standard
Btu	Unité thermique britannique
CAGR	Taux de croissance annuel composé
CAPEX	Dépenses en capital
CBM	Méthane de couche de charbon
CCGT	Turbine à gaz à cycle combiné
CCS	Capture et stockage du carbone
CMI	institutions de gestion des corridors
GNC	Gaz naturel comprimé
CO	Monoxyde de carbone
CO2	Dioxyde de carbone
CoE(s)	Centre(s) d'excellence
COMESA	Marché commun de l'Afrique orientale et australe
Covid-19	Maladie à coronavirus
CTL	Du charbon aux liquides
DBSA	Banque de développement d'Afrique du australe
IFD	Institutions de financement du développement
DMRE	Département en charge des ressources minérales et de l'énergie (Afrique du Sud)
Domgas	Gaz domestique
RDC	République démocratique du Congo
Dx	Tarifs de livraison
EAPP	Pool énergétique d'Afrique de l'Est
EA-SA-IO	Régions d'Afrique de l'Est, d'Afrique australe et de l'océan Indien

Acronyme	Définition
EC	Corridor économique
ECGs	Garanties de crédit à l'exportation
CEDEAO	Communauté Économique des États de l'Afrique de l'ouest
ECREEE	Centre de la CEDEAO chargé des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique
EE	Efficacité énergétique/Efficacité énergétique
EIE	Évaluation de l'impact sur l'environnement
EIA	Agence américaine d'information sur l'énergie
ENH	Compagnie pétrolière nationale du Mozambique [Empresa Nacional de Hidrocarbonetos]
EOI	Manifestation d'intérêt
EPCC	Contrat de concession d'exploration et de production
ERERA	L'Autorité régionale de régulation de l'électricité de la CEDEAO
ESI	Industrie de l'approvisionnement en électricité
ESREM	Amélioration d'un marché régional de l'énergie durable
ESREM EA-SA-IO	Renforcement d'un marché régional durable de l'énergie en Afrique orientale, australe et dans la région de l'océan Indien
UE	l'Union européenne
IDE	Investissement direct étranger
FID	Décision finale d'investissement
FLNG	Gaz naturel liquéfié flottant
FOB	Gratuit à bord
FSRU	Unité flottante, de stockage et de regazéification
PIB	Produit intérieur brut
Gg CO ₂ eq.	Gigagrammes d'équivalent CO ₂
GES	Gaz à effet de serre
GJ	Gigajoules
GJ/a	Gigajoules par an
GPBRS	Sous-comité de réglementation du gaz, du pétrole et des biocarburants de l'Association régionale des régulateurs de l'énergie d'Afrique australe
GSA	Contrats de vente de gaz
GT	Gigatonnes
GTL	Du gaz aux - liquides
GTP	Du gaz - à l' - électricité
GUMP	Plan directeur d'utilisation du gaz
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt/heures
H ₂	Hydrogène
HFO	Fioul lourd

Acronyme	Définition
PIC	Partenaires internationaux de coopération
PCI	Partenaires coopérants internationaux
TIC	Technologies de l'information et des communications
IDC	Société de développement industriel
IDPF	Cadre de politique de développement industriel
IEA	Agence internationale de l'énergie
PEI(s)	Plan(s) énergétique(s) intégré(s)
SFI	Société financière internationale
IFI	Institution financière internationale
IGAD	Autorité intergouvernementale chargée du développement
IGMOU	Protocole d'accord intergouvernemental
IO	Océan Indien
IOC	Compagnies pétrolières internationales
OIGP	Organisation internationale des producteurs de pétrole et de gaz
IPP(s)	Producteur(s) d'électricité indépendant(s)
IRENA	Agence internationale chargée des énergies renouvelables
IRP(s)	Plan(s) intégré(s) de ressources
J/a	Joules par an
JCC	Prix du pétrole brut dédouané au Japon
KGRTC	Centre régional de formation de Kafue Gorge
km	Kilomètre
KPI(s)	Indicateurs clés de performance
kt	Kilotonnes
ktCO ₂ eq.	Kilotonnes d'équivalentCO ₂
kV	Kilovolts
LCOE	Coût nivelé de l'énergie
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
M&E	Suivi et évaluation
m ³	Mètre cube
MMBtu	Million de British Thermal Units
MMscf	Million de pieds cubes standard
MMscf/d	Million de pieds cubes standard par jour
MMt	Million de tonnes métriques
MMt/a	Million de tonnes métriques par an
MoU	Mémoire d'accord
MRG	Gaz riche en méthane
MSB	Acheteur unique modifié
Mt	Tonne métrique
MT	Mégatonne
MtCO ₂ eq.	Millions de tonnes d'équivalentCO ₂

Acronyme	Définition
MTO	Du méthanol aux oléfines
MTPA	Millions de tonnes par an
MVA	Méga Volt-Amp
MW	Mégawatt
MWac	Mégawatts de puissance en courant alternatif
MWh	Mégawattheure
NBF	Fondation des entreprises du NEPAD
CDN	Contributions déterminées au niveau national
NEP	Politique énergétique nationale
NEPAD	Nouveau partenariat pour le développement de l'Afrique
NERSA	Régulateur national de l'énergie d'Afrique du Sud
NGL	Gaz naturel liquide
ONG	Organisations non gouvernementales
NGUMP	Plan directeur naturelles d'utilisation du gaz en Tanzanie
CNO	Compagnies pétrolières nationale
CNO	Compagnies pétrolières nationale
NPV	Valeur actuelle nette
OCGT	Turbine à gaz à cycle ouvert
OCDE	Organisation pour la coopération et le développement économiques
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
OPEX	Dépenses de fonctionnement
p.a.	Par an
PCGs	Garanties de crédit partielles
PCI	Projets d'intérêt commun
PetroSA	Société pétrolière et gazière d'Afrique du Sud
PJ	Pétajoule (millions de GJ)
PJ/a	Pétajoule par an
PPA(s)	Accords d'achat d'électricité
PPDU	Unité de préparation et de développement des projets d'infrastructure de la CEDEAO
ppm	Parties par million
PPA(s)	Partenariats public-privé
PPPIF	Politique de partenariat public-privé et cadre de mise en œuvre
PRGs	Garanties partielles du risque
PSA	Accord de partage de la production
PV	Photovoltaïque
RAERESA	Association régionale des régulateurs de l'énergie pour l'Afrique orientale et australe
RE	Énergies renouvelables
CER	Communautés économiques régionales
RERA	Association régionale des régulateurs de l'énergie d'Afrique australe

Acronyme	Définition
REEESAP	Stratégie et plan d'action en matière d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique
REEESAP EA-SA-IO	Stratégie et plan d'action en matière d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique pour l'Afrique orientale, l'Afrique australe et la région de l'océan Indien
RFI	Demande d'information
RFP	Demande de proposition
PDRG	Plan directeur régional pour le gaz.
PDRG I	La phase I du plan directeur régional pour le gaz.
PDRG II	La phase II du plan directeur régional pour le gaz.
RIDMP	Plan directeur de développement industriel régional
RISDP	Plan indicatif stratégique de développement régional
PMR	Pays membres régionaux
RMIPPP	Atténuation des risques Programme d'achat de producteurs d'électricité indépendants
ROMPCO	Société de gazoduc de la République du Mozambique
RoR	Exigences en matière de revenus
RoW	Reste du monde
RSC	Contrat de service de risque
SACREEE	Centre des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique de la Communauté de développement de l'Afrique australe (SADC)
SADC	Communauté de développement de l'Afrique australe
SAGP	Agrégateur régional de gaz d'Afrique australe
SAPP	Pool énergétique d'Afrique australe
SARERA	Autorité régionale de régulation de l'énergie de la SADC
ODD	Objectifs de développement durable
7 SDG	Objectifs de développement durable 7
SDIs	Initiative de développement Spatiale
SEA	Évaluation environnementale stratégique
PME	Petites et moyennes entreprises
SOE(s)	Entreprises d'État.
SPA(s)	accords d'achat et de vente
SPS(s)	Solution(s) énergétique(s) durable(s)
ASS	Afrique subsaharienne
ssLNG	Gaz naturel liquéfié à petite échelle
Syngas	Gaz synthétique
TCF	Trillion de pieds cubes
tCO2eq.	Tonnes d'équivalentCO2
TGUMP	Plan directeur pour le gaz en Tanzanie
TdR	Termes de référence
TPA	Accès des tiers

Acronyme	Définition
OST(s)	Opérateurs de systèmes de transmission
TTF	Dispositif de transfert de titres de propriété aux Pays-Bas
TWh	Térawattheure
Tx	Tarifs de transport
UK	Le Royaume-Uni
ONU	Organisation des Nations unies
UNFCCC	Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques
UNSD	Division des statistiques des Nations unies
US	États-Unis
US\$/ \$	Dollars américains
USAID	Agence des États-Unis chargée du développement international
WAGP	Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest
WAPP	Pool énergétique d'Afrique australe
WBC	Corridors de Walvis Bay
WBCG	Groupe du corridor de Walvis Bay
CME	Conseil mondial de l'énergie
WEF	Forum économique mondial
OMS	Organisation mondiale de la santé

AVANT-PROPOS DU SECRÉTAIRE EXÉCUTIF DE LA SADC



Il est important que nous définissions de manière adéquate notre stratégie pour la mise en œuvre du Plan directeur régional du gaz (RGMP) de sorte à optimiser son apport au développement des infrastructures, des industries et des marchés du gaz.

Le 43e Sommet ordinaire des Chefs d'État et de gouvernement de la SADC, réuni à Luanda, en République d'Angola, en août 2023, a adopté le Plan directeur régional du gaz (RGMP) 2023-2038. Ce plan détaillé au service de l'investissement dans les infrastructures gazières constitue un pas décisif dans l'accélération de la réalisation de l'aspiration collective de la Région à l'intégration et au développement régionaux. En adoptant ce plan, les dirigeants de la SADC ont réaffirmé que le développement des infrastructures énergétiques était crucial pour atteindre les objectifs de la Stratégie de la SADC pour l'industrialisation et sa feuille de route(2015-2063).

La formulation du Plan directeur régional du gaz (RGMP) pour 2023-2038 ouvre des perspectives prometteuses pour la Région, en permettant la réalisation de projets d'infrastructures gazières qui soutiendront la production d'énergie à partir du gaz et favoriseront l'industrialisation dans la Région. Ces initiatives contribueront à renforcer la sécurité énergétique, à créer des emplois et à stimuler la croissance économique sur le long terme. Ce plan s'inscrit dans notre engagement à assurer une transition énergétique juste et durable, en phase avec les priorités régionales et internationales visant à promouvoir les sources d'énergie renouvelables.

Le Plan directeur régional du gaz (RGMP), qui couvre une période de 15 ans jusqu'en 2038, identifie des actions clés, notamment la convergence des politiques régionales, la création d'un cadre réglementaire favorable, et l'organisation des États membres de la SADC en six corridors stratégiques. Il prévoit également des dispositions institutionnelles pour renforcer les entités régionales existantes qui superviseront les programmes et projets gaziers régionaux. Ce plan reconnaît l'importance d'une main-d'œuvre hautement qualifiée et innovante pour répondre aux besoins spécifiques de ce secteur en pleine expansion.

Le Plan directeur régional du gaz (RGMP) 2023-2038 prend en considération les différents niveaux de développement des infrastructures gazières au sein des États membres. Certains d'entre eux disposent déjà de centrales à gaz, de gazoducs, ainsi que d'installations de liquéfaction qui transforment le gaz naturel liquéfié (GNL) en liquides (GTL) pour en faciliter le transport, ainsi que de terminaux de stockage et de regazéification du GNL. D'autres États encouragent activement l'industrialisation autour du gaz, notamment dans les industries pétrochimiques pour la production d'engrais, avec des échéances prévues avant 2038. Les programmes et projets en phase initiale seront structurés grâce à des financements des Fonds de préparation de projets régionaux et continentaux (FPP), qui fournissent un capital initial pour la préparation de projets afin de les rendre bancables. Par ailleurs, les mécanismes internationaux existants seront mobilisés pour créer une réserve de projets susceptibles d'attirer des financements dans la Région, attirant ainsi des investissements publics et privés.

Il est important que nous définissions de manière adéquate notre stratégie pour la mise en œuvre du Plan directeur régional du gaz (RGMP) de sorte à optimiser son apport au développement des infrastructures, des industries et des marchés du gaz. Ce plan représente un pilier fondamental de notre stratégie collective pour approfondir l'intégration régionale et stimuler le développement économique.

À cet égard, nous tenons à exprimer notre profonde gratitude au gouvernement de la République d'Afrique du Sud, en particulier à la Société de développement industriel (IDC) et à la Banque de développement d'Afrique australe (DBSA), qui ont joué un rôle déterminant en tant que principaux bailleurs de fonds dans l'élaboration du RGMP. J'encourage les États membres et nos partenaires internationaux de coopération à soutenir le développement des projets gaziers régionaux identifiés dans ce plan, afin de compléter nos efforts en cours pour renforcer la sécurité énergétique et d'avancer ensemble vers l'industrialisation régionale



S. E. M. Elias Mpedi Magosi
Secrétaire exécutif de la SADC

PRÉFACE DE SECRÉTAIRE EXÉCUTIVE ADJOINTE DE LA SADC RESPONSABLE DE L'INTÉGRATION RÉGIONALE



Le développement du gaz naturel dans le secteur de l'énergie reflète l'engagement inébranlable de la Région de la SADC en faveur de la réalisation des Objectifs de développement durable (ODD) 7 et 9 des Nations Unies.

Il est admis de longue date que les infrastructures robustes agissent comme un catalyseur essentiel du programme d'industrialisation régionale de la SADC. La Stratégie de la SADC pour l'industrialisation 2015-2063 et sa feuille de route, qui guident ce programme d'industrialisation régionale de la SADC, ont permis d'identifier diverses sources d'énergie comme un facteur clé pour soutenir l'industrialisation et stimuler la croissance économique.

La SADC reconnaît que garantir la sécurité énergétique — définie par la disponibilité, la fiabilité, l'accessibilité et le coût abordable de l'énergie — favorise non seulement la croissance économique, mais contribue aussi à la réduction de la pauvreté et à l'amélioration générale des conditions de vie. Ainsi, la région de la SADC est bien positionnée pour atteindre ses aspirations d'intégration régionale, telles qu'énoncées dans le Plan indicatif régional de développement stratégique de la SADC 2020-2030 et la Vision 2050 de la SADC.

Il convient de noter que la Région a déjà réalisé des progrès significatifs dans la transition énergétique, grâce à la mise en œuvre de divers cadres juridiques et politiques, parmi lesquels le Protocole amendé de la SADC sur l'énergie et la mise en œuvre de dispositions stratégiques décrites dans les instruments tels que la Stratégie et le plan d'action pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (REEESAP) 2016-2030, le Plan directeur pour la production et le transport d'électricité en Afrique australe (SAPP Pool Plan) 2018 et la Stratégie et le plan d'action pour l'accès régional à l'énergie (REASAP) 2020-2030. Ces développements témoignent de l'engagement louable des États membres dans la transition énergétique.

En ce qui concerne l'accès à l'électricité et aux services énergétiques modernes, la Région affiche actuellement un taux d'accès moyen de 55 %, mettant en évidence la nécessité d'intensifier les efforts pour étendre cet accès à travers l'Afrique subsaharienne. Depuis longtemps, la région de la SADC s'est appuyée sur le charbon, l'hydroélectricité, l'énergie nucléaire et les combustibles fossiles, malgré son potentiel considérable en sources alternatives telles que le gaz naturel, le solaire, l'éolien et la bioénergie. La Région œuvre aujourd'hui à diversifier ses sources d'énergie tout en cherchant à réduire sa dépendance à l'égard des sources traditionnelles.

La découverte de gisements de gaz naturel en Angola, au Mozambique, en Namibie et en Tanzanie représente un tournant pour le secteur énergétique régional et l'ensemble de l'industrie pétrochimique. Des États comme le Botswana, l'Afrique du Sud, la Zambie et le Zimbabwe possèdent également d'importantes réserves de gaz de houille (CBM), qu'il reste à exploiter. Il est important de noter que le gaz naturel est considéré comme une source d'énergie à faible teneur en carbone. Contrairement à d'autres hydrocarbures, le gaz naturel peut être utilisé directement à des fins de chauffage et, grâce aux processus de l'industrie pétrochimique, il peut être converti pour produire des engrais et d'autres applications.

Le développement du gaz naturel dans le secteur de l'énergie reflète l'engagement inébranlable de la Région de la SADC en faveur de la réalisation des Objectifs de développement durable (ODD) 7 et 9 des Nations Unies. L'objectif de développement durable n° 7 vise à garantir un accès fiable à des formes d'énergie abordables, fiables, durables et modernes ; tandis que l'objectif de développement durable n° 9 met l'accent sur la construction d'infrastructures résilientes, la promotion d'une industrialisation inclusive et durable et l'encouragement de l'innovation, tout en s'efforçant de modifier les sources d'énergie, comme le stipule le pacte climatique de Glasgow de 2021.

Cette transition énergétique requerra l'adoption de technologies à faibles émissions, visant à réduire la dépendance à l'égard des combustibles fossiles, en particulier pour la production d'électricité, grâce à la mise en œuvre de projets de conversion du gaz en électricité. En outre, l'utilisation du gaz en plus petites quantités sera facilitée par la mise en place d'installations de liquéfaction qui permettent sa conversion en gaz naturel liquéfié (GNL) grâce à des procédés de transformation du gaz en liquides (GTL) le long des six (6) principaux corridors prévus. Ces initiatives sont alignées sur les besoins énergétiques identifiés, les plans d'industrialisation et les infrastructures existantes.

Le plan de mise en œuvre de ce Plan directeur régional du gaz (RGMP) 2023-2038 décrit des mesures concrètes limitées dans le temps, les dispositions institutionnelles pour superviser la mise en œuvre des infrastructures ainsi que les rôles des États membres et des organismes régionaux. Le Secrétariat de la SADC sera responsable de la coordination et de l'établissement de rapports sur les progrès réalisés dans la mise en œuvre de ce plan.

Le plan directeur régional du gaz 2023–2038 complète la mise en œuvre des projets prioritaires en cours, dérivés du Plan indicatif régional de développement stratégique (RISDP) 2020-2030, au titre du pilier II sur le développement des infrastructures en appui à l'intégration régionale, ainsi que du deuxième Plan d'action à court terme du Plan directeur régional pour le développement des infrastructures (RIDMP STAP II) 2023 - 2027. En promouvant la sécurité énergétique et en améliorant l'accès à des sources d'énergie plus propres, nous sommes convaincus que la mise en œuvre réussie de ce RGMP 2023 - 2038 contribuera à la réalisation de la vision 2050 de la SADC, à savoir une région industrialisée pacifique, inclusive, compétitive et à revenu moyen à élevé.



Madame Angèle Makombo N'Tumba

Secrétaire exécutive adjointe de la SADC responsable de l'intégration régionale

SOMMAIRE

La transition énergétique mondiale, motivée par notre besoin commun de décarbonisation et le déploiement accru et soutenu des énergies renouvelables, a entraîné un profond changement dans les systèmes énergétiques. Ce changement, qui ne se limite pas à la variabilité introduite par les énergies renouvelables dans les systèmes électriques à l'échelle des services publics, mais aussi dans les domaines de la mobilité, de la production à petite échelle et intégrée, de la quatrième révolution industrielle (4IR) et des changements sous-jacents de la numérisation, entre autres, modifie fondamentalement l'offre, la demande et la gestion de l'énergie acheminée vers les utilisateurs finaux.

Les États membres de la Communauté de développement de l'Afrique australe (SADC) doivent faire face à cette transition dans le contexte d'un besoin urgent de garantir des sources d'énergie fiables et économiquement viables dans le but de stimuler le développement, la croissance économique et la prospérité pour tous dans la région.

Les États membres, disposant d'importantes ressources gazières locales, ont reconnu que le gaz naturel était un combustible de transition essentiel, contribuant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, tout en fournissant une énergie répartissable de manière rentable et fiable aux systèmes énergétiques. Par ailleurs, le gaz naturel peut faciliter l'industrialisation à plus long terme en tant que matière première pétrochimique et en tant que source de chauffage industriel fiable et rentable.

Le 37^e sommet des chefs d'État et de gouvernement de la SADC, qui s'est tenu à Pretoria, en Afrique du Sud, en août 2017, a donc chargé le secrétariat de la SADC de coordonner et de constituer un comité interétatique (régional) sur le gaz afin de promouvoir l'inclusion du gaz dans le bouquet énergétique régional et pour le développement industriel. De plus, lors de la réunion accueillie virtuellement par le Mozambique le 30 octobre 2020, les ministres de la SADC chargés de l'énergie ont reçu et examiné des rapports sur le plan de mise en œuvre de haut niveau de la phase I du plan directeur régional pour le gaz (RGMP I) et ont exhorté les États membres à développer l'infrastructure et les marchés du gaz dans la région. La feuille de route de la phase II du plan directeur régional pour le gaz (PDRG II) a également été approuvée par les ministres. Le RGMP tient compte de l'équilibre optimal de l'approvisionnement en gaz (national, régional, international), de la demande en gaz (électricité, chauffage, pétrochimie, mobilité) ainsi que du développement de l'infrastructure nécessaire. Le développement de l'infrastructure, en particulier au sein de la chaîne de valeur du gaz, nécessite une garantie d'écoulement à l'échelle nécessaire à la bancabilité et à l'investissement. L'implication fondamentale est que le secteur de l'électricité doit ancrer l'investissement, facilitant ainsi la demande secondaire et l'industrialisation.

Historiquement, le gaz dans la région a été produit à partir d'un gisement offshore (aujourd'hui épuisé) en Afrique du Sud, de gaz associé en Angola et de gisements terrestres dans le sud du Mozambique et en Tanzanie. En l'absence de nouvelles découvertes à proximité des gisements terrestres, l'offre provenant de ces ressources devrait commencer à décliner au cours des dix prochaines années. Dans le même temps, la région a vu la découverte de ressources gazières très importantes dans le nord du Mozambique et de la Tanzanie, et récemment au large de l'Afrique du Sud et de la Namibie. Ces découvertes ont placé la région au premier plan du paysage mondial du gaz naturel liquéfié (GNL) et du gaz naturel.

La région reste cependant confrontée à la pauvreté énergétique, ce qui souligne la nécessité d'un approvisionnement en énergie compétitif et durable. De ce fait, la région dépend largement de la biomasse (bois de chauffage) pour répondre à ses besoins énergétiques, ce qui a des conséquences socio-économiques et environnementales directes. L'industrialisation est également faible, avec une production limitée de produits pétrochimiques et d'engrais. Les États membres de la SADC ont des populations croissantes et un besoin urgent de stimuler une croissance économique inclusive, de réduire la pauvreté et l'inégalité des revenus, et de créer la prospérité et le bien-être pour tous.

Parallèlement, il est nécessaire de lutter contre le réchauffement climatique et la région s'est engagée à atteindre les objectifs de développement durable (ODD) des Nations unies, par le biais de contributions déterminées au niveau national (CDN), afin de garantir l'accès à une énergie abordable, fiable, durable et moderne pour tous et, par conséquent, d'augmenter considérablement la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique de la région. Et ce, dans un contexte où le potentiel d'énergie solaire et éolienne est parmi les meilleurs au monde. Le gaz naturel indigène peut jouer un rôle clé dans la réalisation de ces objectifs en fournissant une source d'énergie complémentaire distribuable et en accélérant le développement du réseau électrique dans les zones riches en ressources renouvelables. De cette manière, le gaz peut accélérer la transition énergétique vers un avenir moins carboné pour la région.

Par conséquent, les décisions prises dans la région doivent équilibrer les besoins de la croissance économique et la durabilité environnementale. Les systèmes énergétiques doivent se décarboniser tout en garantissant l'accès à l'énergie, la sécurité, la stabilité et le caractère abordable de celle-ci, permettant ainsi une croissance économique durable, équitable et inclusive. La région a de grandes possibilités à saisir en exploitant ses ressources gazières nationales et, ce faisant, en répondant aux besoins énergétiques de ses citoyens tout en accélérant la transition vers un avenir à faible émission de carbone pour la région.

Le plan directeur régional pour le gaz s'appuie donc sur la vision et le cadre stratégique suivants:

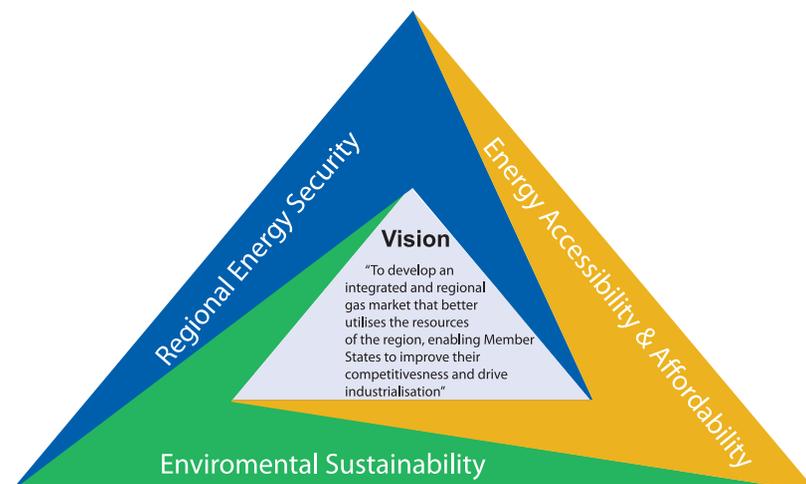


Figure 1: Vision et cadre stratégique du RGMP

Pour atteindre cette vision, plusieurs objectifs stratégiques doivent être réalisés:

Adopter une approche régionale de la sécurité énergétique au sein de la SADC

Tous les pays de la région doivent s'engager à prendre en compte les ressources régionales dans leur planification énergétique et, dans la mesure du possible, à donner la priorité à la combinaison énergétique la moins coûteuse sur cette base. La meilleure façon d'y parvenir est de mettre en place une planification intégrée de l'énergie

Accélérer les projets d'exportation de GNL

La plupart des grandes ressources gazières de la région conviennent parfaitement à la production de GNL destiné aux marchés d'exportation mondiaux. Cela permet à la région de commencer à monétiser ses grandes ressources gazières en tant que demande de base. Il constitue également une importante source d'exportation pour de nombreux pays. Il est donc indispensable que ces grands projets de GNL soient menés à bien.

Utiliser le gaz domestique et régional en vue de répondre à la demande régionale d'électricité de moyenne puissance

Les engagements en matière d'approvisionnement national et de redevances incorporés dans les accords de concession, les plans de développement des gisements et les contrats associés à ces projets de GNL constituent un outil important pour les gouvernements afin d'assurer l'approvisionnement en gaz du marché local. Il est toutefois important que la demande, d'une ampleur et d'une valeur suffisantes, soit créée pour que cet approvisionnement en gaz domestique soit économiquement viable. La conversion du gaz en électricité (GTP) est l'alternative de monétisation la plus viable pour ancrer une telle demande économiquement viable.

Les projets GTP devraient être développés en utilisant les ressources nationales offshore et onshore et le réseau SAPP (Southern African Power Pool) devrait être renforcé afin que l'électricité puisse être acheminée vers les principaux centres de demande d'énergie. Les pays producteurs de gaz devraient fournir une estimation claire des volumes, du calendrier et de la fourchette de prix des ressources gazières qui seront mises à disposition pour la consommation nationale et régionale. Les pays de la SADC doivent également prendre des engagements fermes concernant les volumes (GTP) qu'ils seraient prêts à accepter. Bien que cela doive se faire par le biais d'une procédure d'appel d'offres concurrentielle, cela devrait se faire d'une manière permettant de soutenir l'investissement à long terme dans les infrastructures de distribution et de production d'électricité dans la région. À ce titre, les programmes de producteurs indépendants d'électricité (IPP) devraient être ouverts aux soumissionnaires régionaux.

Utiliser le GNL importé en vue de répondre à la demande industrielle actuelle et de remplacer le diesel dans les centrales de pointe.

Les terminaux GNL devraient être développés dans un premier temps en vue de remplacer les volumes de gaz répondant à la demande industrielle actuelle, en utilisant autant que possible les infrastructures existantes. Une fois que cette demande a ancré le développement de l'infrastructure nécessaire, le GNL peut être utilisé pour remplacer le diesel dans les centrales de pointe, sur une base agrégée.

Développer l'infrastructure des gazoducs pour créer des systèmes intégrés d'offre et de demande de gaz là où les ressources en gaz sont proches de la demande

Les gazoducs devraient être envisagés pour relier les ressources en gaz à la demande actuelle. Ceci est particulièrement important pour les régions où les ressources gazières actuelles s'épuisent, comme en Tanzanie, ou lorsqu'il existe un nœud de demande important à proximité de la source, comme du bassin de l'Orange au Cap-Occidental.

Faciliter l'industrialisation régionale par le développement d'installations pétrochimiques à proximité des ressources gazières

Le développement d'installations GTP dans la région devrait contribuer à la compétitivité industrielle globale en améliorant la fiabilité énergétique et en réduisant le coût global de l'électricité. Cependant, le rôle que le gaz naturel peut jouer va au-delà du secteur énergétique intégré (électricité, transport et chauffage), avec l'utilisation efficace de ressources gazières compétitives en tant que matière première pétrochimique. Ces installations seront en concurrence avec des installations mondiales, utilisant du gaz à bas prix et des installations établies, et auront donc besoin d'un gaz et d'une infrastructure très compétitifs pour leur permettre de fonctionner. Elles devraient donc être établies à proximité des ressources gazières à grande échelle, mais dans des zones dotées d'un bon potentiel portuaire et d'infrastructures, telles que Nacala ou Soyo.

Accéder aux marchés commerciaux et domestiques grâce au GPL et au GNC

En raison du manque d'accès à une cuisine propre, la plupart des habitants de l'Afrique subsaharienne utilisent la biomasse pour cuisiner, en particulier dans les zones rurales. Cette situation a des conséquences dramatiques sur la santé et nuit à la productivité, le fardeau pesant de manière disproportionnée sur les femmes. La récolte non durable de bois de chauffage contribue également au changement climatique. L'un des objectifs à long terme de la région est de fournir une énergie abordable à tous les citoyens, y compris ceux des zones rurales qui ne sont pas nécessairement accessibles par le biais d'un réseau électrique. Ces zones dépendent fortement de la biomasse pour leurs besoins énergétiques et celle-ci devrait être remplacée au fil du temps par le gaz de pétrole liquéfié (GPL) et le gaz naturel comprimé (GNC). L'autre avantage du développement du secteur du GPL dans la SADC est qu'il peut servir de « marché d'amorçage » pour le gaz naturel.

Accélérer la transition énergétique en facilitant les énergies renouvelables et l'économie de l'hydrogène

En fin de compte, l'utilisation des ressources régionales en gaz naturel devrait débloquent des investissements supplémentaires dans les énergies renouvelables en renforçant l'infrastructure du réseau dans la région, en particulier dans les zones à fort potentiel d'énergies renouvelables telles que la Namibie et le Cap Nord. Le développement de projets d'hydrogène bleu peut également favoriser l'hydrogène vert.

Si cette stratégie est suivie, des investissements d'une valeur d'environ 17 milliards de dollars US dans les infrastructures de distribution d'électricité et de gaz et dans la production d'électricité, qui font cruellement défaut, peuvent être débloqués conformément au plan directeur d'investissement dans les infrastructures ci-dessous :

Corridor	Description	Infrastructure	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
East Coast to South Africa	1 Matola/Richards Bay LNG	LNG Import		FID for LNG terminal	EPC for LNG terminal		50PJ				
Afungi-Nacala-Ndola	2 Pipeline from Afungi to Nacala	Pipeline		Prefeasibility and feasibility for pipeline	FID for pipeline	EPC for pipeline					
Afungi-Nacala-Ndola	3 Commissioning of power stations in Nacala (totaling 1 GW)	Power									
Walvis Bay-Cape Town	4 GTP at Elizabeth Bay	GTP		EPC for GTP							
Afungi-Dares Salaam-Mombasa	5 Pipeline from Afungi to Mtwara	Pipeline		Prefeasibility and feasibility for pipeline	EPC for pipeline						

Figure 2: Projets d'infrastructure régionale proposés et classés par ordre de priorité

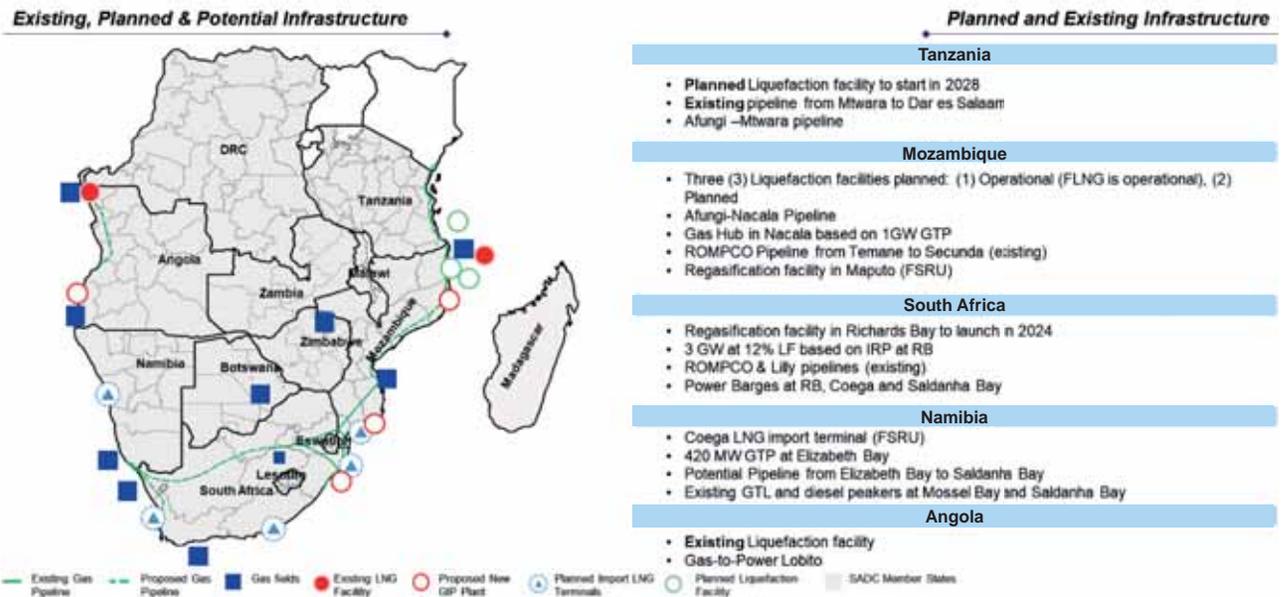


Figure 3: Cartographie des infrastructures existantes, planifiées et potentielles

Il existe également un certain nombre de dimensions habilitantes clés qui doivent être prises en compte afin de réaliser cette vision et ce plan d'action pour les infrastructures.

Tableau 1: Dimensions habilitantes clés pour réaliser la vision et le schéma directeur de l'infrastructure du RGMP

Objectif	Résultats	Justification
A. La convergence des politiques	<ul style="list-style-type: none"> Promotion de l'intégration régionale Sécurité énergétique régionale Diversification du bouquet énergétique régional Promotion du développement industriel au sein de la SADC Encourager la participation du secteur privé à la chaîne de valeur de l'industrie de l'approvisionnement en gaz Garantir une transition juste 	<p>En tant que région, le principal obstacle au développement d'un marché régional du gaz est l'absence d'un environnement politique cohérent au niveau national intégrant le gaz régional dans le mix énergétique. L'élaboration et l'alignement des politiques régionales devraient être prioritaires et garantir un équilibre prudent entre les besoins des États membres en matière de protection des ressources nationales et de sécurité de l'approvisionnement énergétique, d'une part, et les impératifs environnementaux et la volonté de parvenir à un approvisionnement énergétique sans émission de carbone, d'autre part, tout en attirant les investisseurs dans la chaîne de valeur du gaz et en garantissant la concurrence.</p> <p>La planification énergétique intégrée, au niveau national et régional, est un outil essentiel permettant aux États membres de la SADC de gérer le trilemme énergétique et de prendre des décisions opportunes et éclairées sur la gestion de l'offre et de la demande d'énergie.</p>
B. Un cadre réglementaire favorable	<ul style="list-style-type: none"> Garantir la sécurité de l'approvisionnement régional Protéger les intérêts de l'utilisateur final par une tarification transparente et équitable Promouvoir l'investissement en réduisant les barrières à l'entrée en renforçant la concurrence et en facilitant l'entrée de nouveaux acteurs Faciliter les échanges transfrontaliers grâce à des codes de réseau gazier harmonisés et à des exigences claires en matière d'octroi de licences, Aborder la question de la position dominante dans la chaîne de valeur verticale Garantir la sécurité et la durabilité environnementale dans l'industrie 	<p>Le cadre et les mécanismes réglementaires devraient faciliter la concurrence et garantir un accès aisé au marché grâce à un cadre réglementaire favorable aux investisseurs, répondant également aux besoins nationaux.</p> <p>Le paysage réglementaire fragmenté actuel pourrait rendre les perspectives d'intégration régionale et d'harmonisation réglementaire difficiles à réaliser. Il est donc recommandé d'aborder la question de manière progressive, en commençant par une coopération bilatérale entre les pays disposant de marchés gaziers existants et en s'alignant sur les clusters et les corridors économiques. Les États membres dotés de marchés gaziers existants devraient montrer la voie en termes d'harmonisation réglementaire (à la fois technique et économique) à la suite d'une convergence au niveau politique. Ensuite, une harmonisation multilatérale, puis régionale, peut avoir lieu.</p>

Objectif	Résultats	Justification
C. Développement du marché	<ul style="list-style-type: none"> • Une tarification équitable et transparente qui tient compte des besoins nationaux et régionaux et du risque de change • Tarifs harmonisés et transparents pour le transport routier • Des contrats bancables alignés sur l'ensemble de la chaîne de valeur 	<p>Le développement du marché ne peut se faire sans que la demande ne soit ancrée, l'offre assurée et l'infrastructure développée.</p> <p>Une intégration régionale immédiate et complète est peu probable et une approche progressive du développement et de l'intégration des marchés devrait être adoptée. Un aspect essentiel du développement du marché du gaz consiste donc à garantir une demande d'ancrage de la part de marchés gaziers nationaux potentiels à grande échelle et des accords d'achat signés et banca- bles avec des locataires d'ancrage (électrons ou molécules). Cette démarche sera probablement menée à l'échelle nationale et facilitée par des agrégateurs nationaux.</p>
D. Capital et investissement	<ul style="list-style-type: none"> • L'intégration des infrastructures physiques est à la fois un précurseur et un catalyseur d'une intégration économique plus poussée, permettant ainsi aux pays de bénéficier d'économies d'échelle. • Des capitaux sont nécessaires pour développer l'infrastructure énergétique de la SADC, en particulier lorsque les États membres ne sont pas en mesure de financer de tels projets 	<p>Les institutions régionales doivent faciliter les accords et les compensations pour que la région investisse dans les infrastructures de distribution d'énergie. Elle comporte deux volets :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Veiller à ce que le réseau SAPP soit renforcé et étendu afin d'améliorer l'intégration énergétique et de permettre le développement de GTP à grande échelle à proximité des sources de gaz • Développement de réseaux de gazoducs capables de créer des systèmes intégrés d'offre et de demande en reliant plusieurs points de demande et d'offre. <p>Il conviendrait d'envisager la création d'un fonds pour l'énergie dans la SADC.</p>
E. Faciliter l'industrialisation basée sur le gaz grâce à la pétrochimie et au développement industriel	<ul style="list-style-type: none"> • Création de sites industriels bénéficiant d'un accès à une énergie sûre et abordable • Développement d'un secteur pétrochimique basé sur le gaz et utilisant le gaz indigène à un prix abordable 	<p>L'industrialisation régionale devrait se faire grâce à l'accès à une énergie sûre et abordable.</p> <p>Par la suite, des installations pétrochimiques basées sur le gaz devraient être mises en place dans les centres industriels ayant accès à du gaz à un prix abordable. Les partenariats privés (PPP) devraient être utilisés pour établir les centres (services publics, services, etc.).</p> <p>Il convient également d'encourager la coopération régionale en ce qui concerne les marchés des produits en aval (engrais, etc.).</p>
F. Développement d'une main-d'œuvre hautement qualifiée et innovante	<ul style="list-style-type: none"> • Partage des connaissances et de l'expérience • Cadre de développement des compétences • Développement des compétences techniques 	<p>La région de la SADC peut bénéficier des États membres dont les systèmes éducatifs sont plus matures et de ceux qui disposent d'une industrie gazière bien établie. Le partage des connaissances et de l'expérience devient donc un atout tangible.</p> <p>L'objectif du cadre de développement des compétences du PDRG est de fournir un modèle pour lequel les États membres peuvent aligner les initiatives de développement des compétences, en veillant à ce que les besoins en compétences pour le développement du marché du gaz soient pris en compte et satisfaits.</p>

1. INTRODUCTION

1.1 Contexte du plan directeur régional en matière de gaz (PDRG)

La Vision 2050 de la SADC est déterminée à réaliser un avenir commun, au sein d'une communauté régionale visant à assurer le bien-être socio-économique, l'amélioration du niveau et de la qualité de vie, la liberté et la justice sociale, la paix et la sécurité des peuples d'Afrique australe. Les chefs d'État et de gouvernement de la SADC ont en outre décidé d'avancer vers la Vision 2050 en tirant parti des domaines d'excellence et en mettant en œuvre les priorités visant à atteindre un développement socio-économique inclusif et durable par l'élimination de tous les obstacles à une intégration plus profonde et guidés par les objectifs et les principes du traité et de l'agenda de la SADC.

Le plan indicatif régional de développement stratégique (RISDP) 2020-2030 de la SADC a fait de l'intégration régionale son objectif principal, dans le cadre de son rôle dans les éléments constitutifs de l'intégration de l'Union africaine (UA). Le RISDP 2020-2030 de la SADC a également établi le pilier deux en vue de se concentrer sur le développement des infrastructures, incluant les différentes formes d'énergie visant à soutenir l'intégration régionale. De même, la stratégie d'industrialisation et la feuille de route 2015-2063 de la SADC ont identifié l'agro-transformation, la valorisation des minéraux ainsi que le développement de chaînes de valeur manufacturières comme trois voies de croissance clés destinées à l'industrialisation de la région, avec la suppression des barrières non tarifaires visant à permettre et à promouvoir le commerce intra-régional.

L'exploitation des énormes réserves de gaz naturel peut assurer la sécurité énergétique et le développement industriel, soutenir la croissance économique, favoriser le développement et contribuer à la génération de recettes fiscales. Toutefois, le potentiel d'approvisionnement dépasse les possibilités de consommation intérieure à court terme, car les économies nationales sont encore relativement sous-industrialisées. Il est donc nécessaire de déterminer les chaînes de valeur potentielles associées au gaz, d'évaluer les possibilités de commerce régional du gaz, ainsi que les possibilités de monétisation du gaz au niveau national. Étant donné que ces éléments sont interdépendants, l'élaboration d'un plan directeur régional relatif au gaz (RGMP) était nécessaire. Il est important de porter le regard au-delà des frontières nationales et d'identifier la demande et les utilisations potentielles du gaz naturel au niveau régional et dans le reste de l'Afrique.

Compte tenu des interdépendances régionales et des investissements substantiels nécessaires visant à débloquer et rapprocher l'offre et la demande, une vision régionale de la monétisation du gaz naturel est nécessaire. En tant que tel, le RGMP vise à fournir aux décideurs une feuille de route tangible en vue de débloquer le développement du potentiel gazier régional de la SADC.

1.2 Liens stratégiques et politiques

Le plan directeur régional en matière de gaz de la SADC est ancré dans les politiques et les stratégies mondiales, continentales, régionales et nationales, axées sur l'intégration régionale, l'industrialisation et le développement durable. Tous les États membres de la SADC ont adopté 17 objectifs politiques ambitieux visant à mettre fin à la pauvreté, à protéger la planète, à promouvoir l'égalité des sexes et à garantir la prospérité, dans le cadre du programme de développement durable des Nations unies, et se sont engagés à atteindre des objectifs spécifiques d'ici à 2030.

La région de la SADC possède un ensemble spécifique de problèmes clés nécessitant une attention et une intervention particulières, ainsi signifiant que certains objectifs de développement durable (ODD) seront prioritaires par rapport à d'autres. L'ODD 7 vise à garantir l'accès de tous à une énergie abordable, fiable, durable et moderne. Il s'agit d'un besoin crucial dans la région de la SADC, visant à augmenter considérablement la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique mondial et à doubler l'amélioration de l'efficacité énergétique. Les progrès réalisés dans ce domaine se traduisent par ceux de toutes les priorités énumérées ci-dessus. Le PDRG préconise l'utilisation du gaz naturel en vue d'aider la région à fournir une énergie abordable et fiable à ses citoyens tout en permettant l'avancement des énergies renouvelables en fournissant une source d'énergie répartiissable complémentaire.

L'Agenda 2063 de l'Union africaine (UA) constitue le projet, mais aussi le plan directeur de l'Afrique visant à transformer l'Afrique en une puissance mondiale de l'avenir. Il s'agit d'un cadre stratégique visant à assurer un développement inclusif et durable, comportant sept aspirations clés¹. Le RGMP de la SADC vise à soutenir l'Agenda 2063 de l'UA en veillant à ce que les ressources en gaz naturel de la région permettent la transition énergétique et, partant, le développement durable de la région. Il vise également à assurer l'intégration du continent par le développement d'infrastructures régionales, la convergence des politiques, l'harmonisation des réglementations et l'intégration des marchés.

¹ Union africaine (UA), 2013, Agenda 2063 : L'Afrique que nous voulons

Enfin, l'accent mis par chaque pays sur la réalisation des ODD, et leurs CDN à l'accord de Paris, a conduit à un effort régional concerté visant à combler le fossé énergétique au sein de la région de la SADC au cours des dix dernières années. Les États membres de la SADC ont renforcé leur politique et leurs réglementations en matière d'énergie, développé les infrastructures, étendu les connexions au réseau, amélioré les connaissances sur les solutions énergétiques hors réseau, etc. Cette étude visait à garantir que les décisions stratégiques et politiques pertinentes prises par la SADC au niveau régional et par les États membres au niveau national soient prises en compte et intégrées, afin d'assurer l'alignement et la cohérence de la planification, comme l'illustre la figure ci-dessous.



Figure 4: Alignement du plan directeur régional pour le gaz.

2. APPROCHE ET METHODOLOGIE

Une approche définie a été entreprise, incorporant deux phases de livraison distinctes pour le PDRG (c'est-à-dire PDRG I et PDRG II). La phase I du PDRG a débuté en janvier 2020 et s'est terminée par l'élaboration du cadre conceptuel du PDRG. Au cours d'une réunion organisée virtuellement par le Mozambique le 30 octobre 2020, les ministres de la SADC responsables de l'énergie ont reçu et examiné des rapports relatifs au plan de mise en œuvre de haut niveau du RGMP I et ont exhorté les États membres à développer l'infrastructure et les marchés du gaz dans la région.

Les ministres ont approuvé la feuille de route de la phase II du RGMP et ont félicité la Banque de développement de l'Afrique australe (DBSA) d'avoir soutenu le développement du RGMP I. Ils ont également félicité la DBSA et la Société de développement industriel (IDC) d'avoir proposé de soutenir le RGMP II.

La phase II, lancée en décembre 2021, a intégré le développement de la vision et de la stratégie du RGMP et s'est achevée par le plan directeur et le plan de mise en œuvre du développement de l'infrastructure et du marché.

Cette méthodologie globale est décrite plus en détail dans la figure ci-dessous, les lots de travaux étant les principaux produits livrables entrepris au cours de chaque étape.

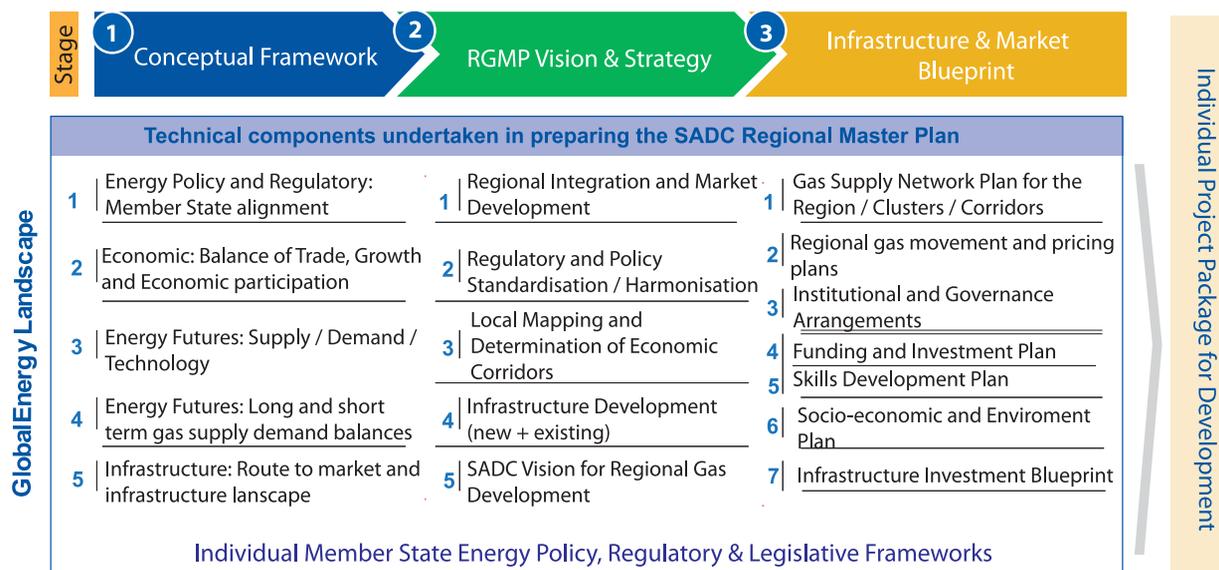


Figure 5: L'approche et la méthodologie du RGMP

L'élaboration du RGMP s'appuie sur deux conditions limites, à savoir :

1. Le « paysage énergétique mondial », caractérisé par la volonté de décarbonisation et la transition énergétique vers une nouvelle structure du système énergétique mondial, et
2. La politique énergétique, les cadres réglementaires et législatifs de chaque État membre, tels que définis par la politique déclarée de ces États membres.

Les conditions limites définissent le périmètre dans lequel les analyses du PDRG ont été entreprises. Il s'agit notamment des voies de développement technologique et des courbes de coûts probables, des changements dans la structure du système énergétique et des opportunités et défis à relever dans le cadre de ces changements. Par ailleurs, le contexte politique indiqué a fourni l'environnement politique défini dans lequel le développement de l'énergie et des infrastructures est planifié pour les États membres. Lorsque l'on s'écarte de la politique énoncée, la justification est clairement articulée et étayée par des considérations technico-économiques.

Les phases suivantes ont été entreprises :

- Phase I : Cadre conceptuel,
- Phase II : Vision et stratégie du RGMP, et
- Phase II : Plan directeur pour le développement des infrastructures et des marchés.

2.1 Phase I : Le cadre conceptuel

Pour parvenir à créer un plan viable pour l'intégration et le développement régionaux sur un horizon de 30 ans, plusieurs analyses clés de l'offre, de la demande, de la politique et des environnements réglementaires ont été menées pour élaborer les perspectives à long terme. En raison des niveaux d'incertitude, notamment en ce qui concerne la transition énergétique et l'horizon temporel spécifié, une approche basée sur des scénarios a été utilisée et a permis de modéliser l'offre et la demande en vue d'atteindre l'équilibre.

L'approche de prévision à long terme était axée sur la demande, en tenant compte des segments clés, de l'évolution de base par segment et de l'impact des tendances spécifiques à l'industrie sur la demande. Les exigences en matière d'approvisionnement en gaz ont pris en compte les intentions politiques déclarées (par exemple, les plans de ressources intégrés (IRP) propres à chaque pays) et ont été augmentées/ dégonflées en fonction des projections de croissance de la demande et des tendances de l'industrie.

Ceux-ci ont fourni les principaux domaines d'intervention pour l'intégration du pays, le développement sectoriel et le développement des infrastructures.

2.2 Phase II : Vision RGMP et plan de développement de l'infrastructure

La phase II du processus RGMP comprenait l'élaboration de la vision et de la stratégie RGMP ainsi que l'élaboration du plan directeur et du plan de mise en œuvre du développement de l'infrastructure et du marché.

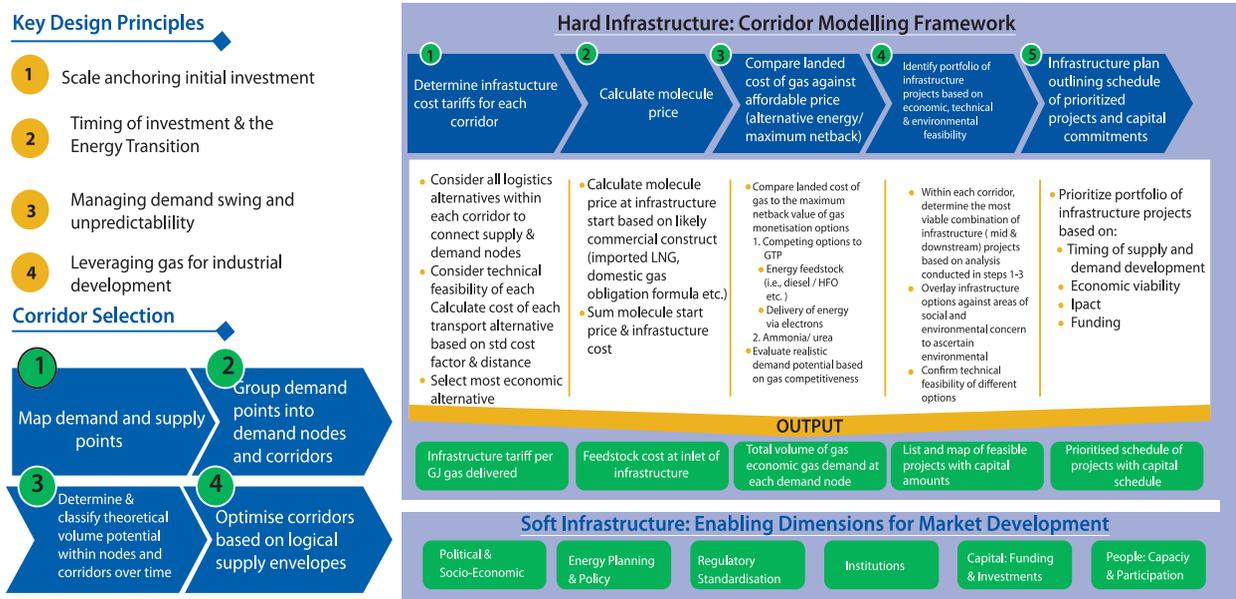


Figure 6: Cadre d'élaboration de la phase II du RGMP et du plan directeur pour le développement de l'infrastructure

Les dimensions clés suivantes ont été prises en compte pour le développement du marché régional du gaz :

- L'enveloppe d'approvisionnement et l'accès aux molécules de gaz naturel, soit par l'importation de GNL, soit par la production nationale/régionale de gaz,
- Des options d'acheminement vers le marché et des infrastructures régionales qui permettront le transport et le commerce de molécules, d'électrons (provenant du GTP) ou de produits pétrochimiques, et
- La demande des utilisateurs en aval et des utilisateurs finaux.

Des conditions favorables sont nécessaires pour faciliter les investissements tout au long de la chaîne de valeur. Ces investissements portent notamment sur :

- Les options d'approvisionnement, notamment l'exploration, le développement et la production de gisements de gaz et la liquéfaction du GNL ;
- Les infrastructures permettant de relier l'offre et la demande, notamment les ports, les installations de regazéification et de stockage du GNL, les gazoducs, les chemins de fer et les réseaux routiers ; et
- Les applications liées à la demande industrielle, notamment la production d'électricité, la pétrochimie et l'industrie lourde.

Le développement du marché ne se fait pas de manière isolée. Des facteurs favorables doivent être présents pour attirer les investissements et catalyser le développement nécessaire. Les dimensions habilitantes prises en compte sont les suivantes :

- **Politique, socio-économique et environnementale.** Géopolitique de l'énergie, et la transition énergétique juste.
- **Capital et investissement.** La disponibilité des capitaux et les conditions macro-économiques et fiscales de l'investissement.
- **Politique, législatif et réglementaire.** Orientation politique, cadres législatifs et réglementaires, avec maturité, certitude et cohérence dans l'application.
- **Dispositifs institutionnels.** Rôles et responsabilités des principales entités de gouvernance dans les domaines réglementaire, public et privé.
- **Infrastructure et structure du marché.** Qualité de l'infrastructure, taille du marché et accès des tiers.
- **Personnes; Capacité et participation.** Les aptitudes, les compétences et le talent nécessaires pour développer des chaînes de valeur techniques et fournir ainsi le capital humain.

2.3 Intégration régionale

Les pays africains sont historiquement mal classés en termes de compétitivité dans l'économie mondiale, freinés par des marchés fragmentés réduisant l'efficacité et limitant la croissance économique². L'intégration des marchés régionaux, et par la suite l'intégration économique, peut accroître la compétitivité des États membres dans l'économie mondiale en tirant parti des avantages comparatifs de manière intégrée.

L'ampleur des investissements d'infrastructure nécessaires dans le secteur de l'énergie requiert des marchés suffisamment vastes en vue d'assurer l'écoulement pour la bancabilité, ce qui n'est pas souvent le cas dans la région de la SADC. Des marchés clés tels que l'Afrique du Sud peuvent débloquent des opportunités régionales de gaz domestique au bénéfice de tous. Cette intégration collective permet d'accéder à une énergie potentiellement moins coûteuse que celle qui serait obtenue par des efforts individuels.

En d'autres termes, l'intégration peut être bénéfique à la fois aux États membres importateurs d'énergie et aux États membres exportateurs d'énergie. Les mécanismes d'intégration dépendront de l'équilibre entre les exigences souveraines et les avantages que l'intégration peut apporter.

L'intégration régionale des États membres dans le secteur du gaz peut être réalisée par la prise en compte de la chaîne de valeur, à travers plusieurs chaînes de valeur interdépendantes, comme indiqué ci-dessous.

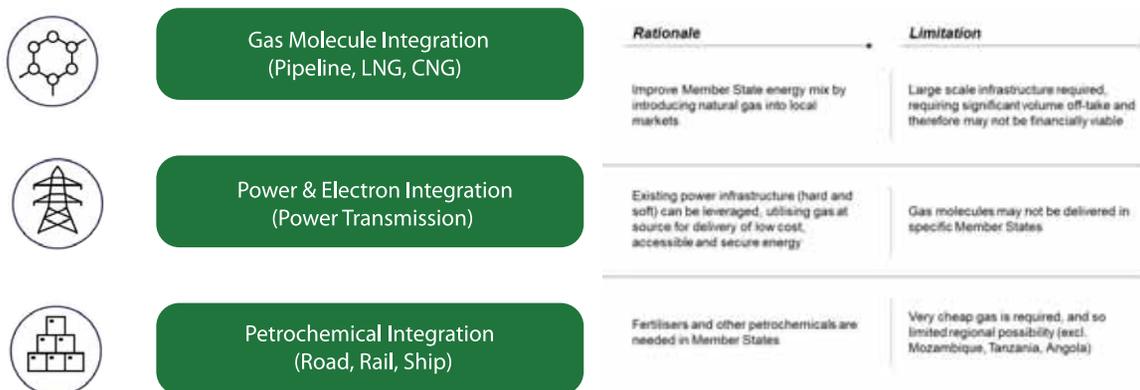


Figure 7: Options et possibilités d'intégration

Des considérations technico-économiques, ainsi que la durabilité à long terme, devraient guider les décisions à cet égard. Par conséquent, les considérations suivantes ont été à la base du RGMP :

- À court terme : l'option la moins coûteuse avec des mécanismes de fourniture de technologies viables permettant la sécurité, l'accessibilité, l'abordabilité et la durabilité de l'énergie ; et
- À long terme : atténuer les risques associés aux actifs échoués.

En outre, les investissements dans les infrastructures créent des chaînes de valeur qui ont des avantages économiques plus larges, ce qui nécessite une approche intégrée et axée sur la chaîne de valeur pour le développement du marché.

2.4 Développement industriel et participation du secteur privé

Le potentiel de l'offre de gaz dans la région dépasse la demande à court terme en raison des économies relativement peu industrialisées des États membres de la SADC. La disponibilité du gaz peut stimuler l'industrialisation dans la région, potentiellement par le biais de projets à grande échelle ancrant la demande, par exemple les GTP, les complexes pétrochimiques, les installations de transformation du gaz en liquides (GTL), la production d'ammoniac pour les engrais ou les projets de production d'hydrogène bleu.

Les États membres de la SADC ont l'obligation de répondre à plusieurs besoins de développement et socio-économiques de leurs citoyens, ce qui doit être rendu possible par l'industrialisation de la région. Cependant, il existe d'importantes lacunes financières, humaines et technologiques dans ce secteur, ainsi nécessitant le soutien du secteur privé. Les États membres préconisent donc un partenariat avec le secteur privé en matière de fourniture, d'entretien, d'exploitation, de gestion et de propriété des infrastructures, des systèmes, des services et des installations, selon différentes modalités, notamment les partenariats public-privé.

L'objectif du RGMP sera de servir de base factuelle au secteur et informera et soutiendra les discussions des parties prenantes et les processus de prise de décision en matière de politique publique.

² International Monetary Fund, 2021, <https://www.imf.org/external/pubs/ft/fandd/2018/12/afcta-economic-integration-in-africa-fofack.htm>

Selon le rapport 2018 sur l'état des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique de la SADC, 48 % des habitants de la région ont accès à l'électricité⁵. Ce chiffre est comparable aux données publiées par la Banque mondiale, qui indiquait que l'Afrique subsaharienne (ASS) avait les taux d'accès à l'énergie les plus bas du monde, avec 48 % de la population ayant accès à l'électricité en 2020⁶. Comme le montre le site Figure 8, bien que la SADC soit dotée d'un potentiel d'énergie renouvelable de classe mondiale (en particulier solaire et hydroélectrique) et d'abondantes ressources en hydrocarbures (en particulier le gaz), elle reste une région pauvre en énergie dans laquelle de nombreuses personnes sont confrontées aux défis liés à la pauvreté énergétique. La pandémie de Covid-19 a eu un impact négatif sur les progrès réalisés en matière d'accès à l'énergie dans l'ensemble de l'Afrique subsaharienne, comme en témoigne la baisse du taux d'accès à l'électricité dans la région au cours des dernières années. On estime que le taux actuel d'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne doit être multiplié par trois pour lutter contre les effets de la pandémie et atteindre la cible 7.1 de l'objectif de développement durable d'ici à 2030⁷.

Le manque d'accès aux combustibles et technologies de cuisson propres en Afrique subsaharienne est important, le taux de croissance de la population continuant à dépasser le taux d'accès à la cuisson propre dans de nombreux pays de la région⁸. Outre les difficultés liées à la pandémie, le manque d'accès aux combustibles et aux technologies de cuisson propres a été aggravé par la récente flambée des prix des combustibles résultant de la guerre en Ukraine. Plus d'un tiers de la population mondiale qui n'aura pas accès à l'électricité en 2021 vivra dans la région de l'Afrique subsaharienne. L'accès limité aux infrastructures et aux technologies de cuisson propres, ainsi qu'à des combustibles abordables, a entraîné une forte dépendance à la biomasse pour la cuisson en Afrique subsaharienne, en particulier dans les zones rurales. Cela a des conséquences dramatiques sur la santé, nuit à la productivité, entraîne une pollution de l'air, exacerbe la déforestation et aggrave les effets négatifs du changement climatique⁹.

La collecte, l'achat et l'utilisation de la biomasse peuvent être onéreux et, dans certains cas, dangereux. Les décès prématurés dus à la pollution de l'air domestique sont une conséquence grave de la récolte non durable de bois de chauffage, un fardeau qui pèse de manière disproportionnée sur les femmes et les enfants, qui sont plus susceptibles de passer du temps près de feux ouverts et de fourneaux traditionnels¹⁰.

La SADC a la possibilité d'utiliser ses abondantes ressources en gaz pour les exportations de GNL, ce qui lui permettrait d'obtenir les recettes étrangères dont elle a tant besoin. Parallèlement, le gaz peut être utilisé pour favoriser le développement du réseau de distribution de la SAPP et accélérer l'accès à l'électricité. Cela peut inciter à développer des projets d'énergie renouvelable dans les zones où les ressources en gaz coïncident avec le potentiel d'énergie renouvelable. Le GPL peut faciliter l'amélioration de l'accès à une énergie plus propre dans les secteurs résidentiel et commercial, où sa facilité de transport et de manutention peut contribuer à stimuler le développement des marchés moins matures au sein de la SADC¹¹. En tant que tel, le secteur du GPL représente également une opportunité significative pour les investissements du secteur privé afin d'apporter des combustibles de cuisson propres à plusieurs centaines de millions de consommateurs en Afrique subsaharienne.

3.1.2. Paysage des énergies renouvelables

Le coût de l'énergie renouvelable a baissé de manière significative au cours de la dernière décennie, les coûts de production de l'énergie solaire et éolienne ayant tous chuté de manière spectaculaire. Bien que l'on ne dispose pas de données solides sur le coût du stockage en batterie à l'échelle des services publics, il semblerait que ces coûts aient baissé à un rythme similaire.

Ces baisses rapides des coûts de production d'énergie renouvelable et de stockage remettent naturellement en question la viabilité à long terme de la demande de gaz. Toutefois, il sera probablement plus difficile de maintenir cette baisse rapide des coûts, notamment parce que les coûts des matières premières représentent une part de plus en plus importante des coûts des énergies renouvelables. La récente augmentation rapide des prix de nombreux minéraux et intrants clés a commencé à exercer une pression sur le coût des énergies renouvelables.

Pour répondre à l'incertitude des perspectives en matière d'énergies renouvelables et de stockage de l'énergie, nous avons utilisé une série de scénarios, présentés ci-dessous, pour l'avenir des prix des énergies renouvelables. Ces scénarios ont été utilisés dans notre modélisation des projets de gaz et de GTP.

⁵ REN21, 2018, SADC Renewable Energy and Energy Efficiency Status Report 2018

⁶ IEA, IRENA, UNSD, World Bank, WHO. 2022, Tracking SDG 7: The Energy Progress Report 2022

⁷ IEA, 2022, Africa Energy Outlook 2022

⁸ AIE, 2022, SDG 7 : Data and Projections - Access to clean cooking, <https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections/access-to-clean-cooking>, consulté en novembre 2022

⁹ IEA, 2022, Africa Energy Outlook 2022

¹⁰ IEA, IRENA, UNSD, World Bank, WHO. 2022, Tracking SDG 7: The Energy Progress Report 2022

¹¹ IEA, IRENA, UNSD, World Bank, WHO. 2022, Tracking SDG 7: The Energy Progress Report 2022

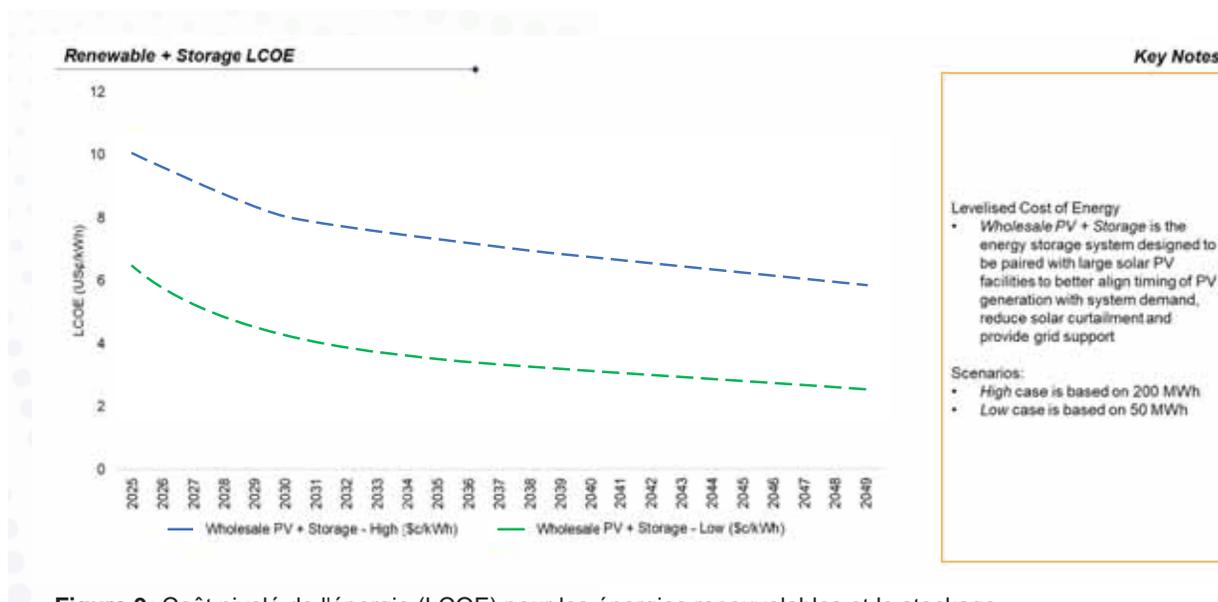


Figure 9: Coût nivelé de l'énergie (LCOE) pour les énergies renouvelables et le stockage

3.1.3. Hydrogène vert et stockage d'énergie

Le deuxième domaine important dans lequel le gaz est touché par la transition énergétique est son utilisation en tant que combustible de chauffage et matière première chimique. Des investissements croissants sont réalisés en vue de permettre la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau et à l'aide d'énergies renouvelables, c'est-à-dire l'hydrogène vert. Ces évolutions pourraient avoir un impact sur le développement d'un marché régional du gaz, car l'hydrogène vert risque de remplacer le gaz naturel dans des processus industriels et chimiques clés et comme source d'énergie dans des applications résidentielles, commerciales et industrielles.

Le développement d'un marché régional de l'hydrogène vert se heurte à des difficultés, notamment l'ampleur du déploiement des énergies renouvelables qui serait nécessaire en plus des objectifs de production d'énergie renouvelable, le fait que de nombreux projets sont axés sur l'exportation et le manque important d'infrastructures existantes. Tous ces éléments auront une incidence sur le délai dans lequel une économie verte de l'hydrogène pourrait être développée dans la région.

La présente étude vise à garantir, dans la mesure du possible, un développement « sans regret » du marché régional du gaz. La possibilité d'utiliser l'infrastructure des gazoducs comme moyen de transport de l'hydrogène à l'avenir a donc été prise en considération. Il s'agissait également d'accorder l'attention nécessaire aux endroits où de grands projets de production d'hydrogène vert et d'énergie renouvelable sont en cours de développement et à la manière dont le développement de l'infrastructure gazière régionale peut permettre de tels projets à l'avenir, grâce à l'amélioration du réseau, etc.

3.2 Tendances du marché mondial du GNL

Le marché mondial du gaz peut être divisé en un marché de l'océan Atlantique et un marché de l'océan Indien/Pacifique. L'océan Atlantique est dominé par les États-Unis (US) et l'Europe et le Pacifique par une combinaison de grands importateurs existants tels que le Japon et la Corée du Sud et d'importateurs émergents tels que la Chine, l'Inde, le Pakistan et le Bangladesh. Les prix entre les différents marchés peuvent varier de manière significative car ils peuvent être déterminés par des dynamiques très localisées, comme l'illustre le graphique ci-dessous :

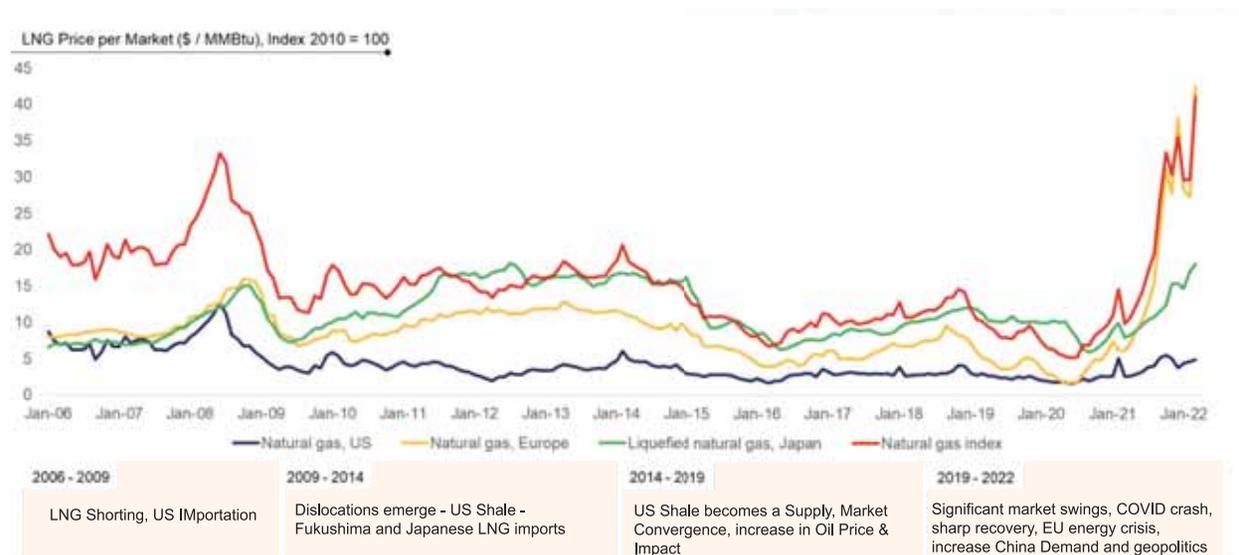


Figure 10: Perspectives de prix du GNL

Au cours de la dernière décennie et demie, le principal facteur d'é marchés mondiaux du GNL a été :

- La pénurie de gaz en Amérique du Nord pendant une grande partie des années 2000, entraînant une flambée des prix pendant que l'Amérique du Nord devait s'approvisionner en importations. L'avènement de la production de gaz et de pétrole de schiste en Amérique du Nord a révolutionné le marché américain, le rendant largement autosuffisant en pétrole (bien que des bruts plus lourds soient encore importés) et faisant du continent un acteur majeur de l'exportation de GNL.
- Ces dernières années, le marché a été stimulé par une combinaison des impacts économiques de Covid 19 et de la reprise mondiale qui s'en est suivie, puis par la récente guerre en Ukraine et les répercussions de ces tensions sur les marchés mondiaux de l'énergie.

À court et à moyen terme, nous pensons que les projets de l'Europe de réduire rapidement ses importations de gaz en provenance de Russie seront le principal facteur du marché mondial du GNL. Les importations en provenance de Russie représentent actuellement 40 % de la consommation totale de gaz de l'Union européenne (UE), certains pays comme l'Allemagne étant encore plus dépendants de la Russie¹². L'UE a annoncé des plans ambitieux visant à réduire ces importations d'un tiers d'ici à la fin de 2022. À court terme, nous pensons que ces mesures auront un impact perturbateur important sur les marchés mondiaux du GNL.

Ce volume inattendu d'importations de GNL vers l'Europe contribuera donc à court terme à soutenir les prix du GNL, non seulement en raison du gaz, mais aussi d'une grande partie de l'infrastructure d'importation et de regazéification associée (comme les unités flottantes de stockage et de regazéification (FSRU), etc.) D'autant plus que la Russie ne pourra pas, à court terme, acheminer facilement le gaz qu'elle produit actuellement à partir de ses gisements de Sibérie occidentale vers d'autres marchés en Asie, en raison de contraintes d'infrastructure.

Toutefois, il est actuellement prévu de développer un gazoduc, le « Power of Siberia-2 », visant à relier les gazoducs de Sibérie occidentale de la Russie à la Chine. Elle est susceptible d'être élargie compte tenu de l'évolution des défis de l'approvisionnement énergétique de l'Europe. On peut donc s'attendre à ce que l'arrivée de ce gaz russe sur les marchés asiatiques, conjuguée à une baisse potentiellement plus rapide de la demande globale de gaz en Europe, exerce une pression sur les prix du gaz à moyen et long terme.

L'évolution à long terme de la demande et des prix du gaz sera probablement fortement influencée par le rythme et l'ampleur de la transition énergétique.

¹² AIE, 2022, How Europe can cut natural gas imports from Russia significantly within a year, <https://www.iea.org/news/how-europe-can-cut-natural-gas-imports-from-russia-significantly-within-a-year>, Accessed : Octobre 2022

4. INDUSTRIALISATION A BASE DE GAZ

L'énergie est indispensable à la production économique, et donc à la croissance économique. Selon les besoins, l'énergie peut se présenter sous différentes formes, notamment l'électricité et la chaleur. Le gaz naturel, par le biais de la combustion et de la production de chaleur, peut contribuer à la fois à la production d'énergie (électricité) et à l'énergie de chauffage (chaleur) pour les applications industrielles. En outre, le gaz naturel peut être utilisé comme matière première pour la pétrochimie, contribuant ainsi à l'industrialisation de diverses manières. Pour les États membres de la SADC, l'industrialisation passe par les éléments suivants :

- Des matières premières et/ou de l'énergie accessibles et abordables pour les applications industrielles, et
- Sécurité d'occupation et sécurité des prix.

Pour une production continue et compétitive de produits, les sources d'énergie (et/ou les matières premières) doivent être accessibles, abordables et sûres. En d'autres termes, il doit être disponible au fur et à mesure des besoins de la production, à un prix qui permette une production compétitive des produits.

Pour les États membres de la SADC, il est important de reconnaître que la valeur n'est créée que lorsque l'énergie est utilisée comme facteur de production. La transformation de l'énergie (c'est-à-dire de la chaleur à l'électricité) n'apporte que peu de valeur ajoutée, et il est nécessaire de transformer l'énergie en une forme plus utilisable. La priorité devrait alors être donnée à la disponibilité, à l'accessibilité, au coût et à la sécurité de l'énergie pour les utilisateurs finaux, plutôt que de se concentrer sur des projets locaux de transformation de l'énergie.

4.1 Industrialisation à base de gaz : Pétrochimie

La nature des produits pétrochimiques issus du gaz naturel dépend de deux facteurs, à savoir la composition et le coût du gaz. L'exploitation du gaz de schiste, par exemple, en Amérique du Nord, a eu tendance à être très riche en hydrocarbures lourds tels que l'éthane et le propane. Ces matières premières sont idéales pour produire les principaux composants chimiques tels que l'éthylène et le propylène. Par conséquent, une importante industrie pétrochimique s'est développée à partir de l'exploitation du gaz aux États-Unis. En revanche, les grandes découvertes de gaz au large de la côte est de l'Afrique australe, en particulier, ont eu tendance à être beaucoup plus axées sur le méthane, avec très peu d'hydrocarbures plus lourds. Cela limite les possibilités de développement de la pétrochimie à la production d'ammoniac et de ses dérivés, à la production de méthanol et à la dérivation ultérieure de ce méthanol en d'autres produits chimiques, ainsi qu'à la production de carburants et de produits chimiques par le procédé Fischer-Tropsch (GTL).

Ces applications sont mises en évidence dans la figure ci-dessous.

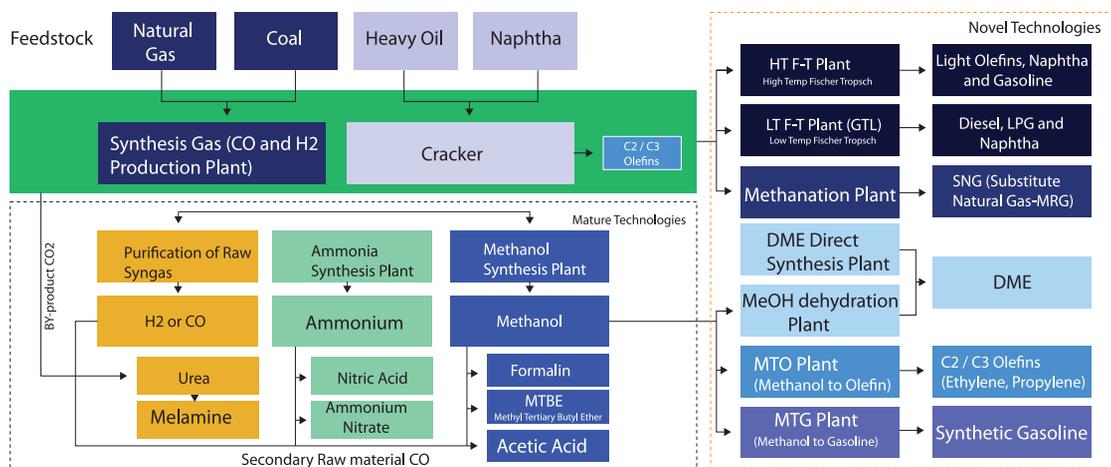


Figure 11: Production pétrochimique à partir de diverses sources d'intrants

L'AIA a réalisé une analyse technico-économique des options de monétisation du gaz mature décrites ci-dessus. Nos conclusions sont résumées dans les graphiques ci-dessous. Dans le cas de l'ammoniac et du méthanol, il a été constaté qu'une combinaison de prix du gaz inférieurs à 3 USD et d'incitations fiscales substantielles serait nécessaire pour obtenir une perspective raisonnable de retour sur investissement d'environ 10 %. Dans le cas du GTL, un prix maximum du gaz de 2 USD sera nécessaire pour obtenir un rendement similaire.

Méthanol

L'analyse technico-économique du méthanol est présentée dans les graphiques ci-dessous.

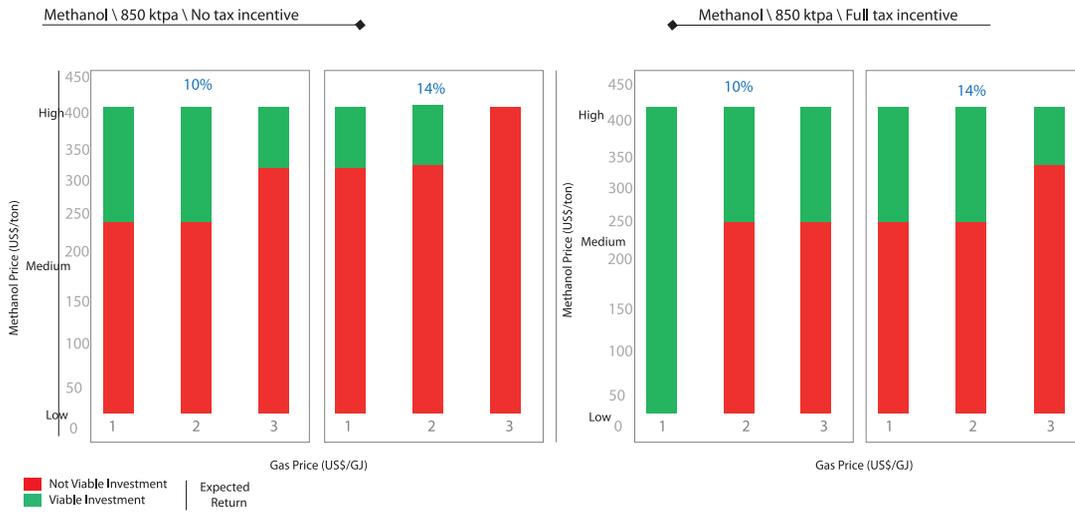


Figure 12: Analyse technico-économique du méthanol (MeOH)

Ammoniac

L'analyse technico-économique de l'ammoniac/Urée est présentée dans les graphiques ci-dessous.

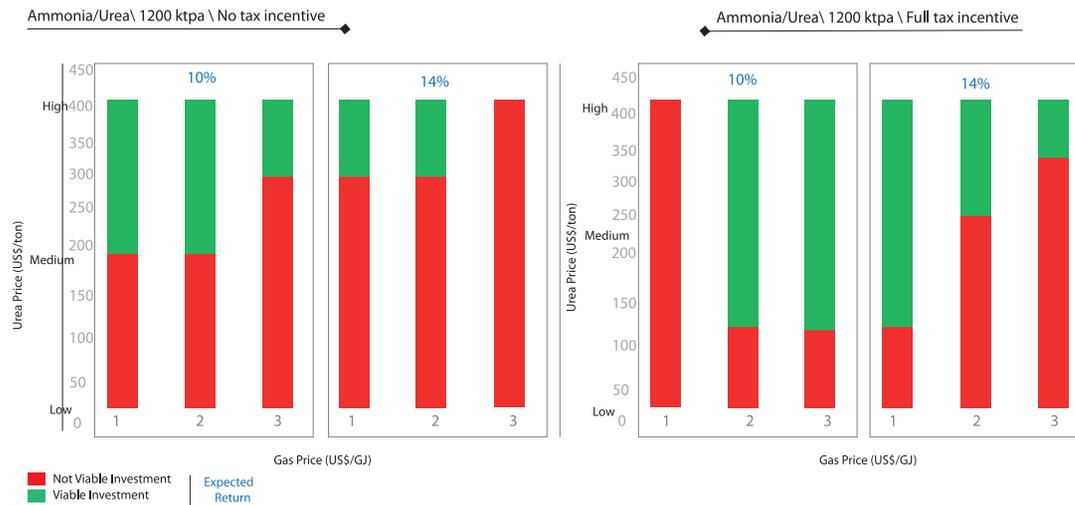


Figure 13: Analyse technico-économique de l'ammoniac/Urée (NH₃)

GTL

L'analyse technico-économique du GTL est présentée dans les graphiques ci-dessous.

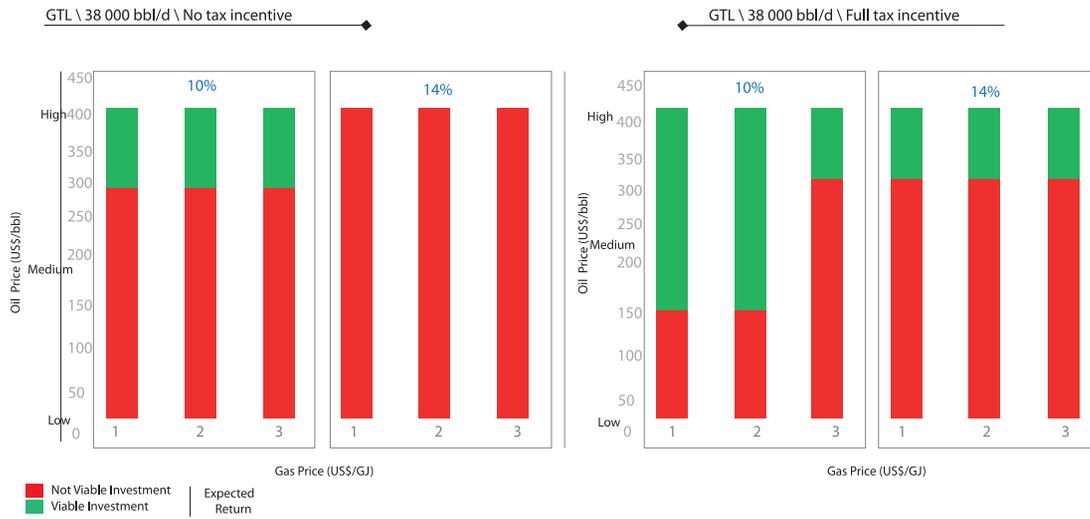


Figure 14: Analyse technico-économique du GTL

Si les gouvernements de la région souhaitent donner la priorité à la production d'engrais à partir du gaz naturel, il faudra envisager sérieusement une combinaison d'interventions gouvernementales. Ces mesures devraient se concentrer sur la réduction du coût du gaz et du capital ainsi que sur les incitations fiscales pour faciliter le développement de la production d'engrais.

Ces interventions devraient être mises en balance avec la valeur de l'utilisation du gaz pour la production d'électricité ou l'exportation de GNL.

À plus long terme, la volonté d'atteindre le niveau zéro peut toutefois permettre aux pays de cette région de se positionner en tant que producteurs d'ammoniac sans carbone à partir de gaz naturel. Le graphique ci-dessous montre le coût relatif de l'hydrogène produit par reformage du méthane à la vapeur, avec séquestration du CO₂, et par électrolyse de l'eau utilisant de l'électricité renouvelable.

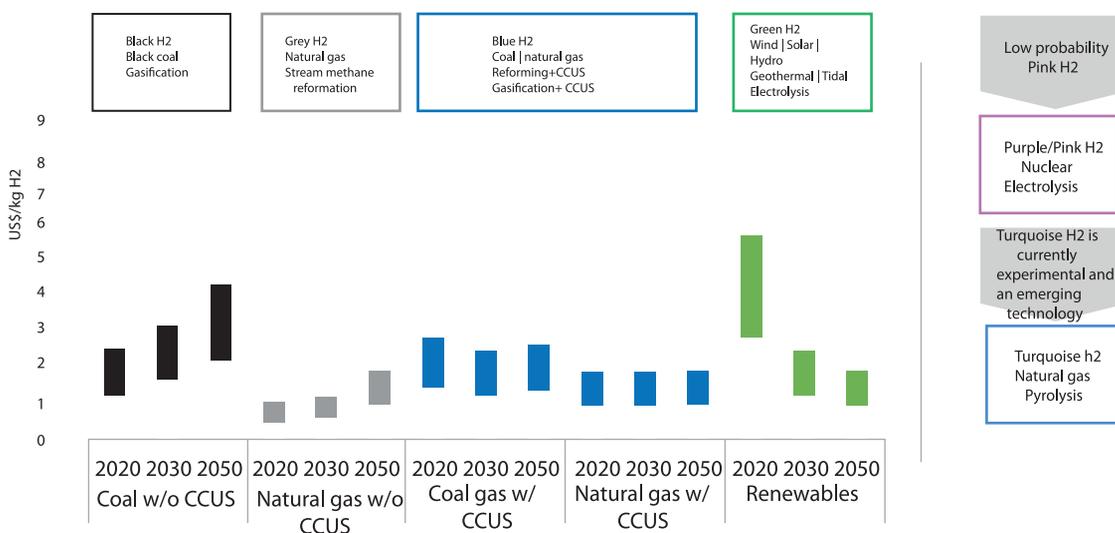


Figure 15: Coût nivelé de la production d'hydrogène par technologie en 2020, et dans le scénario d'émissions nettes nulles, 2030 et 2050¹³.

¹³ International EnergyAgency, 2021, Global Hydrogen Review 2021

Il ressort clairement de cette analyse que la production d'hydrogène à partir du reformage du méthane à la vapeur et de la CCUS devra jouer un rôle clé dans la transition vers le zéro net. Par conséquent, dans les zones de production de gaz dotées de puits de gaz épuisés appropriés, la production de carbone zéro (ammoniac bleu) peut constituer une voie de développement de la production d'engrais à plus long terme.

4.2 L'industrialisation à base de gaz : Énergie de chauffage

En ce qui concerne l'industrialisation générale, le gaz, comme indiqué, peut être utilisé de deux manières, à savoir pour le chauffage primaire ou par la production d'électricité qui est ensuite utilisée dans des applications industrielles. Le secteur industriel consomme 46 % de toute la chaleur produite dans le monde, suivi par le secteur résidentiel (38 %) et le secteur commercial (13 %). Les industries typiques qui nécessitent d'importants apports de chaleur primaire sont les suivantes :

- Brique et carreaux de céramique,
- Ciment,
- Acier,
- Mines et métallurgie,
- Alliages ferreux,
- Industries manufacturières,
- Verre,
- Brasserie,
- Transformation alimentaire et produits de consommation courante, et
- Emballage, papier et pâte à papier.

Le gaz jouant un rôle de source d'énergie rentable, il n'est pas principalement responsable de l'industrialisation par le chauffage, mais il permet plutôt une plus grande compétitivité dans les applications industrielles grâce à des sources d'énergie rentables et disponibles. Par conséquent, en raison des volumes de gaz nécessaires et de son rôle indirect dans l'industrialisation, il devrait être considéré comme une demande secondaire à cet égard. En d'autres termes, le chauffage industriel n'ancrera pas le gaz et les infrastructures connexes, mais se développera plutôt autour des poches d'infrastructures existantes.

4.3 Feuille de route pour l'industrialisation

Le RGMP envisage une approche progressive du développement des infrastructures, par le biais de projets d'ancrage essentiels. Cette feuille de route comprend :

- **Phase 1** : Le secteur de l'électricité doit ancrer la demande et débloquer le développement initial des infrastructures en construisant des réseaux de transport d'électricité et de gaz, étayés par des prises souveraines.
- **Phase 2** : par le biais de corridors efficaces, construire une infrastructure de distribution permettant de répondre à la demande secondaire des utilisateurs industriels, en faisant appel à des participants du secteur privé.
- **Phase 3** : Là où il existe des sources indigènes de gaz, développer les industries pétrochimiques en aval, y compris les engrais, le méthanol, la production d'hydrogène bleu en encourageant les investissements par des conditions fiscales favorables et un environnement propice. Ce projet serait développé par des capitaux privés et nécessite une réduction significative des risques grâce à un soutien approprié de l'État membre.

La figure ci-dessous illustre cette approche par étapes, en indiquant clairement les activités, les résultats et la logique qui s'y rapportent.

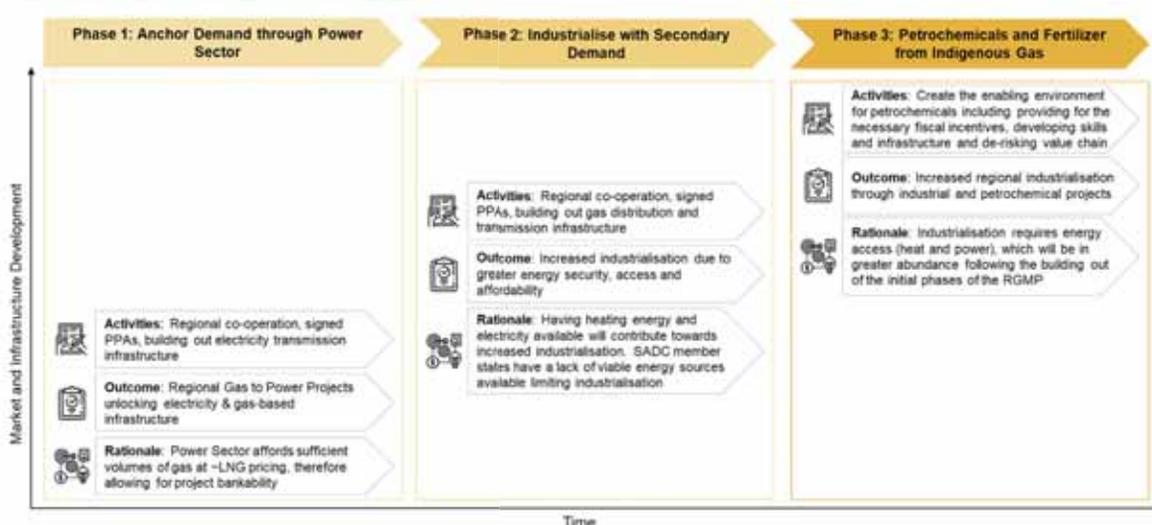


Figure 16: Processus de développement du marché du gaz

5. PLAN D'INFRASTRUCTURE

La mise en œuvre du RGMP doit se faire de manière séquentielle afin de mettre en place les infrastructures matérielles et immatérielles nécessaires de manière logique et financièrement prudente.

Le projet d'infrastructure est axé sur la connexion des sources d'approvisionnement en gaz aux principaux centres de demande dans les différents corridors de marché de la région. L'AIA a défini les principaux corridors de l'offre et de la demande de gaz, comme le montre la carte ci-dessous.

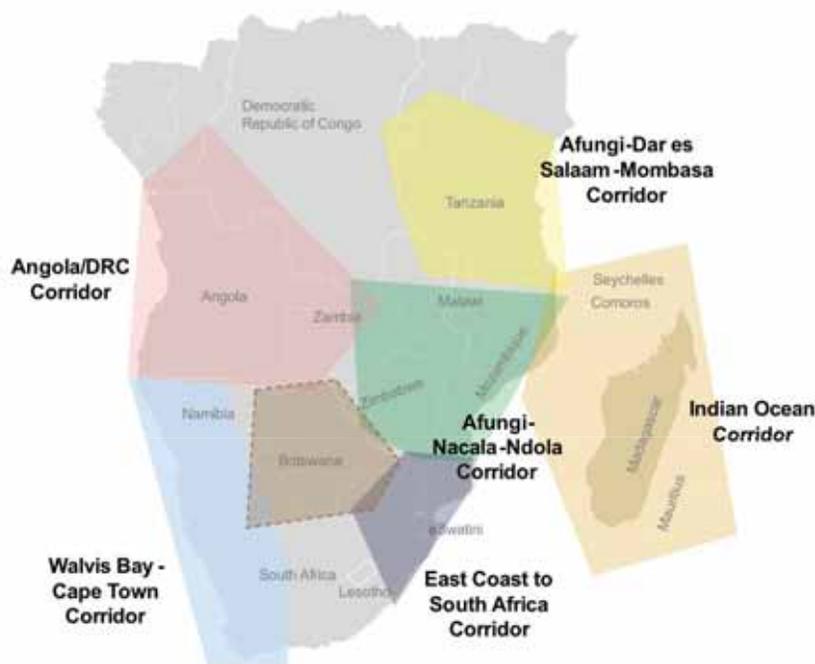


Figure 17: Corridors de l'offre et de la demande de gaz

Dans chaque corridor, des projets d'infrastructure prioritaires ont été identifiés, susceptibles de débloquent le développement d'une économie gazière. Conformément à la philosophie exposée ci-dessus, l'accent a été mis sur l'identification de projets susceptibles de débloquent l'ampleur de la demande nécessaire pour financer économiquement les infrastructures requises. Ainsi, la phase initiale de développement dans la plupart des corridors est axée sur le GTP, d'autres demandes industrielles étant prévues ultérieurement.

Les principaux projets prioritaires identifiés ainsi que leur calendrier potentiel sont présentés dans la figure ci-dessous :

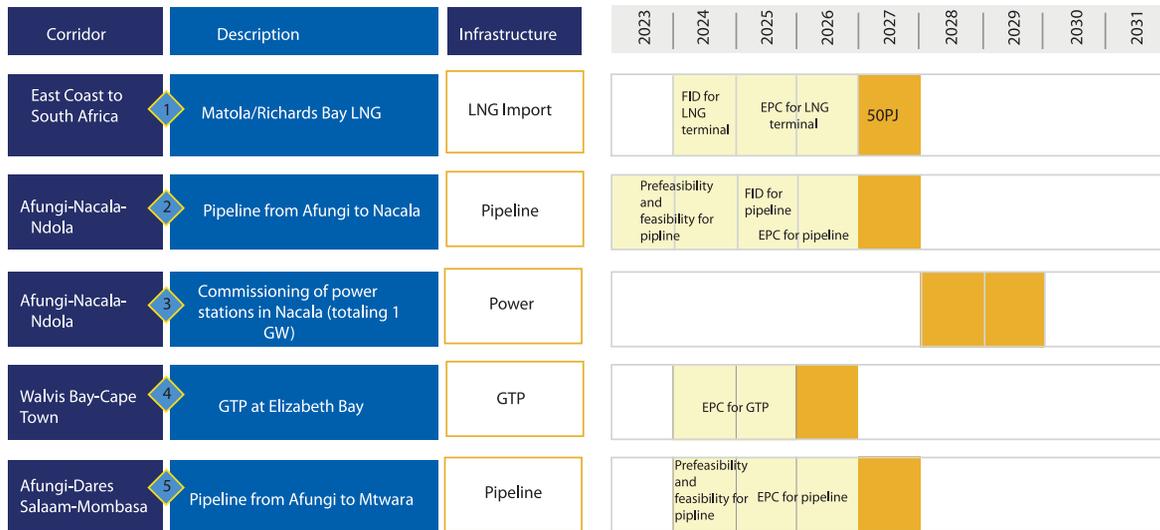


Figure 18: Projets d'infrastructure prioritaires pour tous les corridors

La figure ci-dessous présente une ventilation des dépenses en capital (CAPEX) nécessaires à la mise en œuvre de cette feuille de route dans chaque corridor.

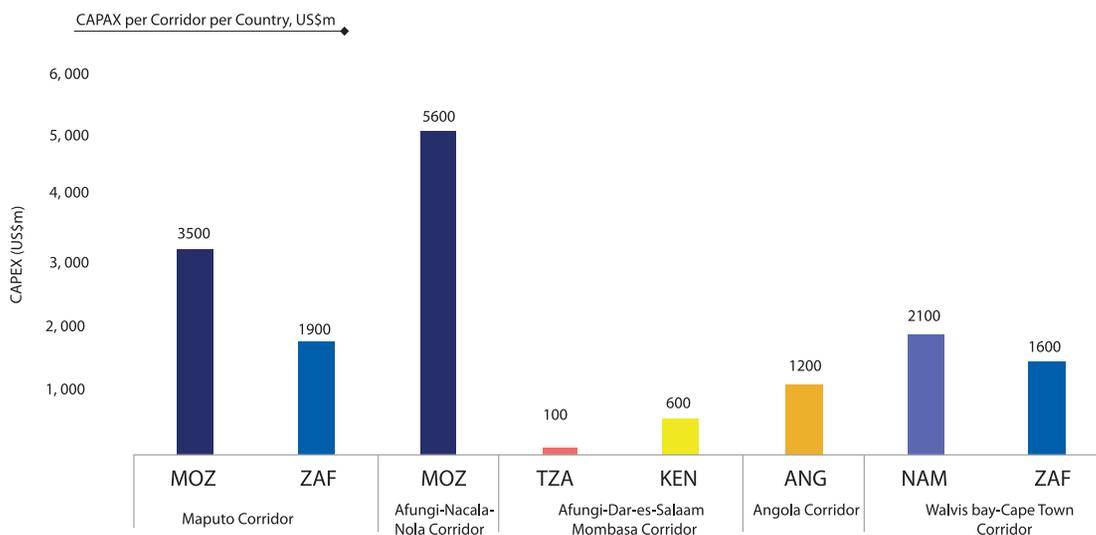


Figure 19: Dépenses en capital (CAPEX) nécessaires à la mise en œuvre du schéma directeur des infrastructures

Le tableau ci-dessous donne plus de détails sur la taille et le coût de chacun des projets.

Tableau 2: Taille et coût des projets proposés

Priorité	Project	Description	Corridor	Pays de la SADC concernés	Type d'infrastructure	Capacité MW/Kta/km	Scène et Échéance Du début à la fin	Coût millions de dollars US /Résultats	Principaux indicateurs de performance (KPIs) /Résultats
1	Terminal GNL de Matola / Terminal GNL de Richards Bay	Terminal d'importation, de stockage et de regazéification de GNL	Côte Est vers l'Afrique du Sud	Mozambique et Afrique du Sud	FSRU avec les infrastructures portuaires et les gazoducs associés. 2000 MW GTP,	Initialement - 1 MMtpa possibilité d'extension à 3 MMtpa	Faisabilité FSRU - Début T4 2022 - fin T4 2025 Début de l'alimentation T1 2023 - fin T1 2036	Maputo FSRU: 466 Pipeline (de Maputo à Ressano Garcia) : 60 GTP (Beluluane) : 2334 Projets d'électricité au Mozambique : 356	L'Afrique du Sud ouvre le marché de l'électricité à une nouvelle offre régionale.
2	Plate-forme gazière de Nacala	~900 MW GTP mid-merit à Nacala soutenu par le gazoduc de Rovuma	Le corridor Afungi-Nacala-Ndola	Mozambique, Malawi, Zimbabwe et Zambie, RDC	Pipeline, GTP et transport associé, GNL à petite échelle (ssLNG) et infrastructures de chargement et de transport de GNC	GtP 900 MW Pipeline ~85 PJ	Développement du concept Pipeline & GTP commence 2023 - 2027	Pipeline (Afungi-to-Nacala) : 1015 GTP (+650 MW) : 759 GTP (GLAE) : 292 Projets d'électricité au Mozambique : 212	<ul style="list-style-type: none"> L'Afrique du Sud et le Mozambique concluent un accord transfrontalier sur l'énergie Placement réussi de 250 millions de pieds cubes par jour de gaz domestique à partir d'installations terrestres de GNL 900 MW GTP à Nacala pour ancrer le centre gazier Développement d'un gazoduc entre Afungi et Nacala Renforcement de la ligne de transmission de Nacala à Namialo Développement réussi du marché du gaz naturel liquéfié et du gaz naturel comprimé desservant le Malawi, la Zambie, la ceinture de cuivre de la RDC et le Zimbabwe
3	Betty's Bay GTP et gazoduc du Cap	Potentiel de 420 MW à 1 250 MW GTP soutenu par le gaz du bassin d'Orange	Corridor Walvis Bay-Cape Town	Namibie, Afrique du Sud	GTP et infrastructure de transmission associée	GTP 420 - 1250 MW	Développement du concept	GTP (baie d'Elizabeth) : 1 459 Projets énergétiques en Namibie : 126	<ul style="list-style-type: none"> Traité transfrontalier sur l'énergie entre la Namibie et l'Afrique du Sud visant à faciliter les flux d'électricité et de gaz entre les pays. Développement réussi de nouveaux gisements de gaz (Graff, Venus) et de gisements existants (Ibubhesi, Kudu) et débarquement de gaz à usage domestique L'Afrique du Sud ouvre son programme de production intégrée de gaz à l'approvisionnement régional Développement du GTP à Betty's Bay Renforcement du réseau de transport d'électricité entre la Namibie et l'Afrique du Sud

Priorité	Project	Description	Corredor	Pays de la SADC concernés	Type d'infrastructure	Capacité MW/Kta/km	Scène et Echéance Du début à la fin	Coût millions de dollars US /Résultats	Principaux indicateurs de performance (KPIs) /Résultats
4	Oléoduc d'Afungi à Madimba	Gazoduc reliant Afungi au Mozambique et Madimba en Tanzanie	Afungi - Dar-es-Salaam - Mombasa	Mozambique - Tanzanie	Gazoduc ~224 PJ			Pipeline (Afungi-to-Madimba) : 93 Projets énergétiques en Tanzanie : 15	<ul style="list-style-type: none"> Traité énergétique entre la Tanzanie et le Mozambique régissant le transfert d'énergie Intégration du système d'approvisionnement en gaz du nord du Mozambique et de la Tanzanie.
5	Lobito GTP	Le GTP servira de point d'ancrage pour soutenir le développement des gisements de gaz dans le bassin de Kwanza	Couloir Angola/RDC	Angola, RDC, Zambie, Namibie, Botswana, Afrique du Sud	GTP avec l'infrastructure de transmission associée	1200 MW GtP		GTP (Soyo II) : 840 Projets énergétiques en Angola : 362	<ul style="list-style-type: none"> Développement réussi des gisements de gaz dans le bassin de Kwanza Développement réussi de l'installation GTP à Lobito Intégration du réseau électrique angolais dans le réseau SAPP
TOTAL								US\$ 8 389 millions de dollars	

6. PLAN DE MISE EN ŒUVRE

Nous recommandons que les actions suivantes soient mises en œuvre afin d'appliquer le plan directeur régional pour le gaz.

Tableau 3: Plan de mise en œuvre du RGMP

But stratégique	Résultats	Objectif	Interventions stratégiques	Objectif/KPI	Délai	Responsabilité
Convergence des politiques régionales	<ul style="list-style-type: none"> Promotion de l'intégration régionale Sécurité énergétique régionale Diversification du bouquet énergétique régional Promotion du développement industriel au sein de la SADC Encourager la participation du secteur privé à la chaîne de valeur de l'industrie de l'approvisionnement en gaz Garantir une transition juste Planification intégrée de l'énergie 	1. Adoption par tous les États membres d'une vision régionale et d'un plan directeur relatif au gaz naturel dans la région	1. Faciliter l'examen et l'adoption du plan directeur régional pour le gaz de la SADC - Phase II par tous les États membres	Adoption du RGMP par le comité interétatique (régional) du gaz et les ministres de la SADC responsables de l'énergie.	2022/ 2023	• Secrétariat de la SADC
			2. Mettre en place un bureau de gestion du programme (PMO) visant à coordonner la mise en œuvre du RGMP de la SADC.	Le PMO est établi et pleinement opérationnel	2023 (mise en place) 2024 (Entièrement opérationnel)	• Secrétariat de la SADC
		2. Alignement des politiques et des plans des États membres dans la région de la SADC	1. Faciliter l'intégration du plan directeur régional pour le gaz de la SADC dans les politiques et plans de développement des États membres	Des discussions et des ateliers ont été organisés avec tous les principaux États membres exportateurs (producteurs) et importateurs de gaz	A partir de 2024	• Secrétariat de la SADC
			2. Mettre à jour les politiques et les plans de développement national pour exploiter les possibilités de développement offertes par les corridors de gaz naturel 3. Aligner les politiques et les cadres de développement spatial sur les corridors régionaux de gaz naturel 4. Élaborer des politiques de « transition équitable » qui tirent parti du gaz naturel dans le bouquet énergétique.	Tous les grands États membres exportateurs (producteurs) et importateurs de gaz ont inclus l'intégration régionale et le gaz naturel dans le bouquet énergétique de leurs politiques de développement	2026	• États membres

Tableau 3: Plan de mise en œuvre du RGMP (continuation)

But stratégique	Résultats	Objectif	Interventions stratégiques	Objectif/KPI	Délai	Responsabilité
Convergence des politiques régionales	<ul style="list-style-type: none"> Promotion de l'intégration régionale Sécurité énergétique régionale Diversification du bouquet énergétique régional Promotion du développement industriel au sein de la SADC Encourager la participation du secteur privé à la chaîne de valeur de l'industrie de l'approvisionnement en gaz Garantir une transition juste Planification intégrée de l'énergie 	3. Planification énergétique intégrée par les États membres de la région SADC	<ol style="list-style-type: none"> Favoriser l'adoption du cycle de planification énergétique intégrée et des lignes directrices pour les plans régionaux et nationaux dans la région Les États membres devront élaborer des plans énergétiques intégrés et des plans de ressources intégrés conformément à ces lignes directrices. 	<p>Des ateliers ont été organisés avec les États membres sur le cycle de planification énergétique intégrée et les lignes directrices pour les plans régionaux et nationaux</p> <p>Les États membres ont entamé le processus d'introduction de la planification énergétique intégrée</p>	2023 - 2024	<ul style="list-style-type: none"> Secrétariat de la SADC
		4. Élaboration du Plan directeur du gaz naturel par les États membres de la région de la SADC	<ol style="list-style-type: none"> Développer des plans directeurs nationaux pour le gaz naturel en accord avec le plan directeur régional pour le gaz de la SADC Mettre en œuvre des mécanismes de suivi et d'évaluation pour permettre le réaligement et le partage des connaissances entre les États membres 	<p>Des plans directeurs nationaux pour le gaz naturel sont en place dans les principaux États membres exportateurs (producteurs) et importateurs de gaz.</p> <p>Ces plans directeurs sont alignés sur le RGMP</p>	2025	<ul style="list-style-type: none"> États Membres
Un cadre réglementaire favorable	<ul style="list-style-type: none"> Garantir la sécurité de l'approvisionnement régional Protéger les intérêts de l'utilisateur final par une tarification transparente et équitable Promouvoir l'investissement en réduisant les barrières à l'entrée, en renforçant la concurrence et en facilitant l'entrée de nouveaux acteurs Faciliter les échanges transfrontaliers grâce à des codes de réseau gazier harmonisés et à des exigences claires en matière d'octroi de licences, Aborder la question de la position dominante dans la chaîne de valeur verticale Garantir la sécurité et la durabilité environnementale dans l'industrie 	1. Établir un régulateur régional transfrontalier	1. Établir un régulateur régional transfrontalier	SARERA est pleinement opérationnel conformément au plan d'action pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre (RISDP) 2020 - 2030	2026	<ul style="list-style-type: none"> Secrétariat de la SADC Association régionale des régulateurs de l'énergie d'Afrique australe (RERA)
		2. Protection de l'utilisateur final	<ol style="list-style-type: none"> Élaborer des directives régionales sur la tarification et les prix du gaz naturel en vue de leur adoption par les agrégateurs et les régulateurs nationaux Appliquer les lignes directrices régionales sur la tarification et les prix du gaz naturel et mettre à jour les règlements sur l'énergie des États membres Veiller à ce que des règles de tarification transparentes et équitables soient en place 	<p>Élaboration de lignes directrices régionales pour la fixation des prix et des tarifs du gaz naturel</p> <p>Les lignes directrices régionales sur les prix et les tarifs du gaz naturel sont incluses dans le développement du corridor</p>	2025 À partir de 2026	<ul style="list-style-type: none"> RERA Régulateurs nationaux
		4. Développer une norme régionale de qualité du gaz naturel pour normaliser le commerce du gaz naturel et des produits dérivés.	4. Développer une norme régionale de qualité du gaz naturel pour normaliser le commerce du gaz naturel et des produits dérivés.	Élaboration d'une norme régionale de qualité du gaz naturel	2024	<ul style="list-style-type: none"> RERA Régulateurs nationaux
5. Élaborer une réglementation nationale sur la qualité du gaz, conformément à la norme régionale de qualité du gaz naturel	5. Élaborer une réglementation nationale sur la qualité du gaz, conformément à la norme régionale de qualité du gaz naturel	Élaboration d'un règlement régional sur la qualité du gaz naturel	À partir de 2026			

Tableau 3: Plan de mise en œuvre du RGMP (continuation)

But stratégique	Résultats	Objectif	Interventions stratégiques	Objectif/KPI	Déla	Responsabilité
Un cadre réglementaire favorable	<ul style="list-style-type: none"> Garantir la sécurité de l'approvisionnement régional Protéger les intérêts de l'utilisateur final par une tarification transparente et équitable Promouvoir l'investissement en réduisant les barrières à l'entrée, en renforçant la concurrence et en facilitant l'entrée de nouveaux acteurs Faciliter les échanges transfrontaliers grâce à des codes de réseau gazier harmonisés et à des exigences claires en matière d'octroi de licences, Aborder la question de la position dominante dans la chaîne de valeur verticale Garantir la sécurité et la durabilité environnementale dans l'industrie 	3. Croissance et investissements dans l'industrie	1. Développer et/ou réviser les réglementations sur le contenu local pour débloquer les opportunités de développement socio-économique dans la chaîne de valeur du gaz naturel	Afin de débloquer les opportunités de développement socio-économique tout au long de la chaîne de valeur du gaz naturel, les réglementations en matière de contenu local ont été revues.	À partir de 2026	<ul style="list-style-type: none"> Régulateurs nationaux
			2. Établir un cadre réglementaire régional permettant l'accès de tiers à l'infrastructure à mi-parcours	Un cadre réglementaire régional pour l'accès des tiers aux infrastructures intermédiaires a été mis en place	2025	<ul style="list-style-type: none"> RERA Régulateurs nationaux
		4. Facilitation du commerce transfrontalier	3. Faciliter l'accès des tiers au niveau régional	Ce cadre a été adopté au niveau national dans les États membres	À partir de 2027	
			4. Élaborer des réglementations nationales pour l'accès des tiers et l'enlèvement le long des corridors régionaux de gaz naturel			
			1. Développer des codes et des normes de réseau régionaux pour le commerce transfrontalier de gaz naturel	Des normes et des codes de réseau régionaux destinés aux échanges transfrontaliers de gaz naturel ont été élaborés.	À partir de 2026	<ul style="list-style-type: none"> RERA
			2. Élaborer un modèle d'accord de transport et un modèle d'accord d'interconnexion que les régulateurs nationaux pourront utiliser	Un modèle d'accord de transport et un modèle d'accord d'interconnexion ont été élaborés		
			3. Élaborer des lignes directrices pour le règlement des différends	Des lignes directrices pour le règlement des litiges ont été établies		
			4. Élaborer et/ou mettre à jour les règles nationales d'octroi de licences et les codes et normes harmonisés des réseaux de gaz, dans le respect des règles pertinentes du marché	Des règles nationales en matière d'octroi de licences et des codes harmonisés pour les réseaux de gaz ont été établis	À partir de 2027	<ul style="list-style-type: none"> Régulateurs nationaux
			5. Élaborer des procédures de règlement des litiges	Des lignes directrices pour le règlement des litiges ont été établies		
6. Élaborer un modèle de maturité du marché régional du gaz	Le modèle de maturité du marché du gaz a été établi	À partir de 2026	<ul style="list-style-type: none"> RERA 			
7. Suivre la maturité du marché régional du gaz	Le marché régional du gaz fait l'objet d'un suivi annuel	À partir de 2035	<ul style="list-style-type: none"> Régulateurs nationaux 			
8. Étudier et proposer des mécanismes de dégroupage des acteurs du marché verticalement intégrés	Des mécanismes de séparation des acteurs du marché verticalement intégrés ont été mis en place, le cas échéant, et ont fait l'objet de discussions et d'un accord avec les États membres					
9. Faciliter l'adoption de la proposition par les États membres						

Tableau 3: Plan de mise en œuvre du RGMP (continuation)

But stratégique	Résultats	Objectif	Interventions stratégiques	Objectif/KPI	Délai	Responsabilité
Un cadre réglementaire favorable	<ul style="list-style-type: none"> • Promoção da integração regional • Segurança energética regional • Diversificação das fontes de energia regionais • Promover o desenvolvimento industrial na SADC • Incentivar a participação do sector privado na cadeia de valor do sector do fornecimento de gás • Assegurar uma transição justa • Plano(s) Energético(s) Integrado(s) 	5. Assurer la sécurité et la protection de l'environnement	<ol style="list-style-type: none"> 1. Élaborer un cadre régional de gestion de l'environnement en vue de son adoption par les États membres 2. Encourager les États membres à entreprendre des évaluations environnementales stratégiques (EES) et à les utiliser pour rationaliser le processus d'autorisation environnementale 	<p>Élaboration d'un cadre régional de gestion de l'environnement</p> <p>Le cadre régional de gestion de l'environnement est adopté par les États membres</p> <p>La majorité des États membres utilisent les évaluations environnementales stratégiques (EES) pour rationaliser le processus</p>	<p>2026</p> <p>À partir de 2027</p> <p>À partir de 2027</p>	<ul style="list-style-type: none"> • RERA • Régulateurs nationaux
		6. Renforcer la sécurité énergétique régionale	<p>Élaborer des directives et des règlements régionaux pour :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Gestion des risques et rapports 2. Stockage du gaz 3. Alerte précoce sur le détournement de gaz du marché de la SADC, conformément au PDRG approuvé par la SADC 4. Développement de diverses options d'approvisionnement en gaz et de la concurrence en matière d'approvisionnement en amont 	<p>Élaboration de lignes directrices régionales en matière de sécurité énergétique</p>	À partir de 2026	<ul style="list-style-type: none"> • RERA • Régulateurs nationaux
Un marché du gaz intégré au niveau régional	<ul style="list-style-type: none"> • Une tarification équitable et transparente qui tient compte des besoins nationaux et régionaux et du risque de change • Tarifs harmonisés et transparents pour le transport routier • Des contrats bancables alignés sur l'ensemble de la chaîne de valeur 	1. Agrégation de gaz naturel	<ol style="list-style-type: none"> 1. Développer et/ou préparer des agrégateurs de gaz nationaux pour le commerce du gaz naturel dans les corridors 2. Permettre le commerce avec les marchés internationaux grâce à l'agrégation 3. Assurer des fonctions de courtage pour le commerce bilatéral du gaz dans la région 	Des agrégateurs nationaux de gaz ont été mis en place pour la majorité des corridors	2027	<ul style="list-style-type: none"> • États membres et acteurs du secteur privé • Agrégateurs nationaux
		2. Commerce régional du gaz	<ol style="list-style-type: none"> 1. Fournir une analyse et des recommandations pour le développement futur du marché du gaz naturel de la SADC 2. Fournir des recherches et des propositions pour le mécanisme de tarification du gaz local et les indices 3. Encourager l'utilisation des obligations nationales en matière de gaz pour stimuler le développement du marché régional du gaz 	<p>Proposition de mécanismes de tarification du gaz local et d'indices achevée et examinée en atelier avec les parties prenantes concernées</p> <p>Des discussions bilatérales et multilatérales ont lieu entre les parties prenantes concernées dans chaque corridor</p>	<p>À partir de 2026</p> <p>À partir de 2027</p>	<ul style="list-style-type: none"> • RERA • Agrégateurs nationaux • États membres

Tableau 3: Plan de mise en œuvre du RGMP (continuation)

But stratégique	Résultats	Objectif	Interventions stratégiques	Objectif/KPI	Délai	Responsabilité
Un marché du gaz intégré au niveau régional	<ul style="list-style-type: none"> • Une tarification équitable et transparente qui tient compte des besoins nationaux et régionaux et du risque de change • Tarifs harmonisés et transparents pour le transport routier • Des contrats bancables alignés sur l'ensemble de la chaîne de valeur 	2. Comércio regional do gás	<ol style="list-style-type: none"> 4. Établir des institutions/groupes de gestion des corridors régionaux (CMI) pour faciliter le développement des corridors à travers la SADC conformément aux corridors du RGMP de la SADC. 5. Faciliter le développement du corridor avec toutes les parties prenantes concernées 	<p>Chaque corridor est doté d'une institution ou d'un groupe de gestion du corridor</p> <p>La mise en place du corridor a été discutée avec toutes les parties prenantes concernées</p>	2026	<ul style="list-style-type: none"> • Secrétariat de la SADC • CMIs
		3. Tarifs harmonisés et transparents pour le transport routier	<ol style="list-style-type: none"> 1. Élaboration de tarifs de transfert facilement accessibles, cohérents et transparents pour les différents réseaux d'électricité. 	<p>Mise en place dans toute la région de tarifs de rachat normalisés et transparents, ainsi que d'un code de réseau harmonisé.</p>	2026	<ul style="list-style-type: none"> • RERA • Régulateurs nationaux
Stimuler l'investissement en capital grâce à des projets d'infrastructure susceptibles d'être financés	<ul style="list-style-type: none"> • Économies d'échelle dues à l'intégration régionale • Financement d'infrastructures accessibles 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mise en place de réseaux de distribution et de gazoducs SAPP en cas de nœuds multiples et de réseaux d'approvisionnement 2. Financement des infrastructures énergétiques et gazières de la SADC 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Renforcer le réseau SAPP et les réseaux de gazoducs conformément au plan d'investissement 2. Créer un fonds de l'énergie de la SADC pour aider à financer l'infrastructure énergétique des États membres de la SADC lorsque, individuellement, les États membres ne sont pas en mesure de financer de tels projets 	<p>Mise en place et renforcement des capacités du Fonds pour l'énergie de la SADC.</p>	2025	<ul style="list-style-type: none"> • Secrétariat de la SADC • Banque africain de développement (BAD) • DBSA
Faciliter l'industrialisation basée sur le gaz grâce à la pétrochimie et au développement industriel	<ul style="list-style-type: none"> • Augmentation des projets d'industrialisation régionale • Secteur pétrochimique développé 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Améliorer l'accès à l'énergie, son caractère abordable et sa sécurité pour stimuler l'industrialisation 2. Utiliser le gaz indigène pour développer des centres pétrochimiques 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Garantir un accès abordable et sûr à l'énergie pour les sites industriels 2. Identifier les sites potentiels des pôles pétrochimiques et développer des partenariats public-privé (PPP) pour les mettre en place (services publics, services, etc.) 3. Assurer la coopération régionale en ce qui concerne les marchés des produits en aval (engrais, etc.) 	<p>Création de sites industriels bénéficiant d'un accès abordable et sûr à l'énergie</p> <p>Création d'un ou deux centres pétrochimiques (services publics, services, etc.)</p>	2030	<ul style="list-style-type: none"> • États membres
Une main-d'œuvre hautement qualifiée et innovante	<ul style="list-style-type: none"> • Partage des connaissances et de l'expérience • Cadre de développement des compétences • Développement des compétences techniques 	1. Normalisation et harmonisation régionales avec l'établissement de centres d'excellence	1. Mettre en place un organisme responsable du développement des compétences au niveau régional	<p>Création d'un organisme régional de développement des compétences dans le domaine du gaz naturel ou responsabilisation d'une institution de la SADC</p>	2023	<ul style="list-style-type: none"> • Secrétariat de la SADC
			1. Élaborer des normes régionales pour le développement des compétences dans les programmes de l'industrie du gaz et des secteurs connexes,	<p>Des normes régionales pour le développement des compétences sont établies et reconnues au niveau régional</p> <p>Les centres d'excellence de la SADC ont établi des lignes directrices concernant l'engagement des employeurs et employés, ainsi que le suivi et l'évaluation des résultats de la formation</p>	2026	<ul style="list-style-type: none"> • Secrétariat de la SADC • Organisme régional de développement des compétences dans le domaine du gaz naturel / Centre régional de formation de Kafue Gorge (KGRFC)

Tableau 3: Plan de mise en œuvre du RGMP (continuation)

But stratégique	Résultats	Objectif	Interventions stratégiques	Objectif/KPI	Délai	Responsabilité
Une main-d'œuvre hautement qualifiée et innovante	<ul style="list-style-type: none"> Partage des connaissances et de l'expérience Cadre de développement des compétences Développement des compétences techniques 	1. Normalisation et harmonisation régionales avec l'établissement de centres d'excellence	2. Établir des centres d'excellence de la SADC qui coordonneront le développement des compétences professionnelles, techniques, politiques, réglementaires et managériales spécialisées, établir des lignes directrices pour l'engagement des employeurs et des employés, ainsi que le suivi et l'évaluation des résultats de la formation.	Des normes régionales pour le développement des compétences sont établies et reconnues au niveau régional. Les centres d'excellence de la SADC ont établi des lignes directrices concernant l'engagement des employeurs et employés, ainsi que le suivi et l'évaluation des résultats de la formation.	2026	<ul style="list-style-type: none"> Secrétariat de la SADC Organisme régional de développement des compétences dans le domaine du gaz naturel / Centre régional de formation de Kafue Gorge (KGRTC)
		2. Alignement des systèmes et des politiques	<ol style="list-style-type: none"> Faciliter la détermination de la demande de compétences pour la chaîne de valeur du gaz naturel de la SADC Établir les priorités des États membres en matière de développement des compétences 	Audit des compétences réalisé	2025	<ul style="list-style-type: none"> Secrétariat de la SADC États membres
		3. Développer l'offre de compétences sectorielles	<ol style="list-style-type: none"> Aligner les initiatives de développement des compétences et l'offre sur la demande en fonction des développements prévus dans le secteur du gaz Utiliser les traités disponibles de la SADC et de la zone de libre-échange continentale africaine (AfCFTA) en vue de garantir la libre transférabilité de la main-d'œuvre spécialisée et qualifiée entre les États membres. Tirer parti de l'expertise régionale et internationale pour renforcer les compétences du pays 	La disponibilité de la main-d'œuvre qualifiée dans le domaine du gaz naturel s'est nettement améliorée dans la région	2030	<ul style="list-style-type: none"> Secrétariat de la SADC États membres Centres d'excellence de la SADC (CoEs)

7. INFRASTRUCTURES DOUCES : DEVELOPPEMENT DU MARCHÉ

7.1 Développer le marché du gaz

- L'intégration régionale est un objectif sous-jacent du PDRG et pourrait être réalisée par le développement d'un marché régional du gaz en aval. Pour ce faire, il faut au minimum que les éléments suivants soient en place :
 - L'accès aux molécules de gaz naturel, soit par le biais du GNL, soit par le gaz produit au niveau national/régional, Une infrastructure régionale permettant le transport et l'échange de molécules de gaz naturel, d'électrons (du gaz à l'électricité) ou de produits pétrochimiques, et
 - La demande des utilisateurs en aval et des utilisateurs finaux.

L'idéal serait de développer l'ensemble de la chaîne de valeur comme indiqué dans la figure ci-dessous, mais cela nécessite des capitaux importants, et des accords contractuels entre les fournisseurs et les preneurs sont nécessaires pour la bancabilité. La demande des clients est le moteur du processus de développement, avec des prix du gaz abordables pour l'utilisateur final, et des prix du gaz différents pour les différents utilisateurs finaux. La demande future réelle devra donc être garantie par des accords d'achat signés pour des projets bancables et dépendra du prix de la molécule de gaz pour l'utilisateur final.

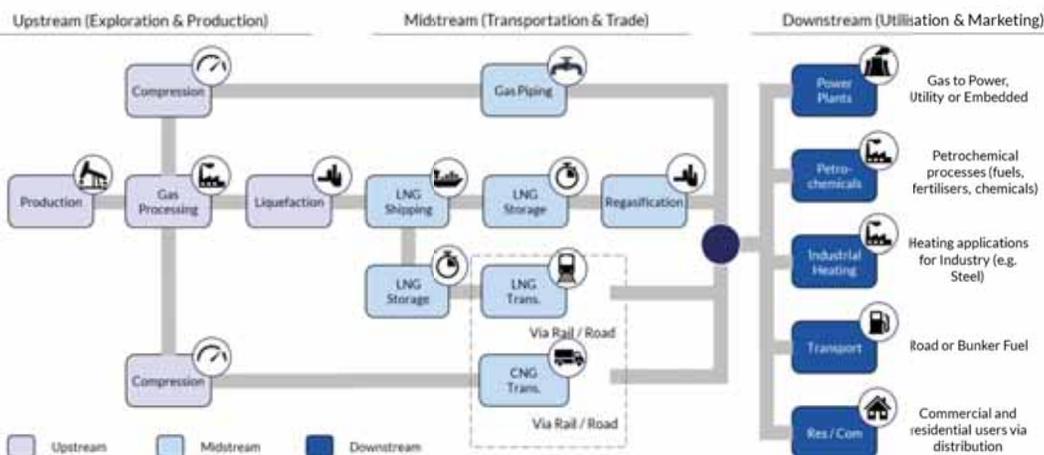


Figure 20: Chaîne de valeur du gaz naturel

Le prix du gaz à l'utilisateur final dépend de plusieurs facteurs contribuant à l'accumulation, ainsi que de plusieurs risques nécessitant d'être atténués, et influençant l'utilisation à long terme. Ceci est reflété ci-dessous :

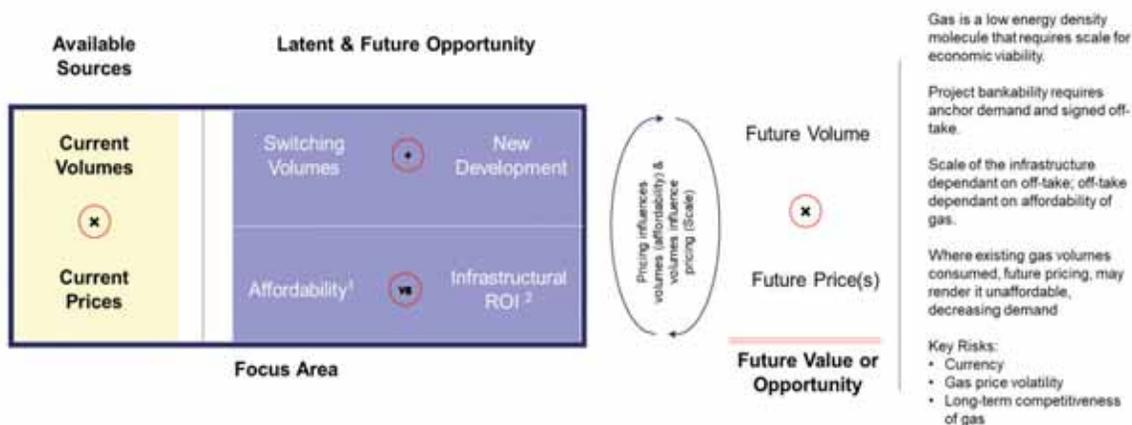


Figure 21: Facteurs clés influençant la demande de gaz et la valeur du marché

La question de la tarification est donc un élément clé qui doit être résolu pour garantir la compétitivité du gaz en tant que vecteur énergétique. Les marchés du gaz existants dans la SADC (Afrique du Sud, Mozambique, Tanzanie, Angola) se sont développés grâce à des sources de gaz nationales/régionales, avec une tarification réfléchie.

L'introduction du GNL dans le mix d'approvisionnement modifiera la structure des prix pour l'utilisateur final et aura donc un impact sur la demande en aval. La région doit en tenir compte et trouver des moyens novateurs de fournir du gaz régional à des prix susceptibles d'encourager l'utilisation de volumes importants.

7.1.1. Structure du marché

Le prix du gaz dépend de plusieurs facteurs, dont la structure du marché. L'intégration verticale complète (par exemple, Sasol à travers Pande et Temane, ROMPCO et Secunda Synfuels) est le reflet de marchés en phase de démarrage, caractérisés par une flexibilité ou une dynamique de marché limitées, et nécessite une réglementation stricte pour permettre une participation plus large au marché. En raison de l'épuisement des gisements de gaz de Pande et de Temane, cette structure de marché va changer. Toutefois, en raison du caractère récent du marché au sens large et du fait que les infrastructures intermédiaires sont naturellement monopolistiques, il est probable qu'une certaine variante de la structure groupée subsistera. Cela créerait une plus grande concurrence du côté de l'offre et pourrait avoir un impact sur les prix, mais il est probable que la répercussion des coûts/économies sur l'utilisateur final sera limitée.

Pour passer à la concurrence sur le marché de gros et à des marchés régionaux et nationaux dégroupés, il faudrait augmenter considérablement l'infrastructure de distribution du gaz et l'accès libre des tiers serait essentiel. Les agrégateurs nationaux et régionaux pourraient également jouer un rôle important dans la transition vers ces structures de marché.

7.1.2. Modèles d'agrégation et d'agrégateur

L'un des principaux résultats de la phase I du PDRG a été l'adoption du concept d'agrégation régionale. En regroupant la demande, on obtient des volumes de gaz plus importants, ce qui permet aux acheteurs (dans ce cas, les États membres de la SADC) d'avoir un plus grand pouvoir de négociation. En facilitant l'accès au marché grâce à des options de livraison de GNL et de ssLNG, il est possible d'élargir la participation au marché. Il convient de noter que l'application pratique d'un tel modèle, comme pour l'ensemble du PDRG, doit être entreprise de manière progressive. En d'autres termes, l'agrégateur régional devrait évoluer au fur et à mesure que le marché se développe et mûrit grâce à l'introduction et à l'utilisation du gaz dans le bouquet énergétique.

En raison de la complexité de l'agrégation contractuelle au niveau régional, et des exigences potentielles d'engagements multilatéraux dans une configuration régionale, les phases initiales du développement du marché se feront probablement sur une base bilatérale. Comme chaque État membre aura potentiellement son propre agrégateur national, il jouera un rôle clé dans la mise en place de ces accords bilatéraux et sera l'entité avec laquelle les accords de vente et d'achat (SPA) seront conclus.

Le rôle de l'agrégateur régional se limitera dans un premier temps à une fonction de courtage, mais devrait être élargi au fur et à mesure du développement du marché régional. Il est recommandé que ce rôle soit initialement assumé par l'une des organisations régionales existantes de la SADC, telle que le SAPP, et qu'une organisation distincte soit envisagée à un stade ultérieur si le rôle s'élargit suffisamment.

7.2 Prix et contrats gaziers

7.2.1. Tarification

7.2.1.1 Mécanismes de la formation des prix

Le volume demandé et le prix payé sont essentiels pour déterminer la faisabilité du marché, car les contrats et les prix seront influencés à la fois par la disponibilité de l'offre et par les exigences de la demande. Contrairement au pétrole, les ressources en gaz ne peuvent pas être placées ou vendues sur un marché international à moins d'être traitées par liquéfaction. Si l'échelle n'est pas adaptée au GNL conventionnel, ces actifs risquent d'être abandonnés. Il existe également un risque d'actifs échoués si les ressources les plus importantes ne sont pas développées rapidement et si le rythme de la transition énergétique s'accélère. Le développement, la production et la commercialisation de ces actifs doivent alors se faire dans le cadre des marchés locaux (nationaux ou régionaux) disponibles. Ainsi, les mécanismes de formation des prix utilisés dépendront des alternatives des vendeurs et des acheteurs.

Du point de vue de l'importation de GNL, les conditions du marché (c'est-à-dire le marché des acheteurs ou des vendeurs) influenceront la conclusion des contrats. Si le marché est surchargé, des contrats à court terme peuvent être conclus sur la base de prix liés au charbon et à l'électricité. Inversement, si le marché est tendu, le prix sera supérieur à celui du pétrole. Une autre considération importante est la fiabilité de la demande de gaz. Une grande prévisibilité des cargaisons de GNL peut se traduire par une réduction de l'exposition au comptant et un moindre besoin de stockage.

Des mécanismes de formulation des prix sont nécessaires au développement et à l'évolution du marché du gaz au sein de la SADC et plusieurs mécanismes peuvent être utilisés, en fonction de la source du gaz, du coût de production et des autres options de monétisation ou d'utilisation disponibles. Certains mécanismes de formation sont plus favorables au marché que d'autres, mais l'interaction et l'équilibre entre les fournisseurs, les acheteurs et les alternatives doivent être soigneusement pris en compte lors de la conception d'un régime de tarification.

Les régulateurs de la SADC doivent donc veiller à ce que les mécanismes adoptés permettent de répercuter les bénéfices de l'utilisation du gaz sur les industries et les consommateurs, tout en étant efficaces en termes de compétitivité du marché.

7.2.1.2 Options d'approvisionnement en gaz : Tarification des molécules en amont

Le développement du marché au sein de la SADC doit être envisagé selon trois scénarios d'approvisionnement, à savoir :

1. Développement du marché intérieur du gaz,
2. Développement du marché du gaz basé sur les importations de GNL, et
3. Développement hybride intérieur/importation du marché du gaz basé sur le GNL.

À cet égard, les options suivantes existent pour les développements gaziers en amont :

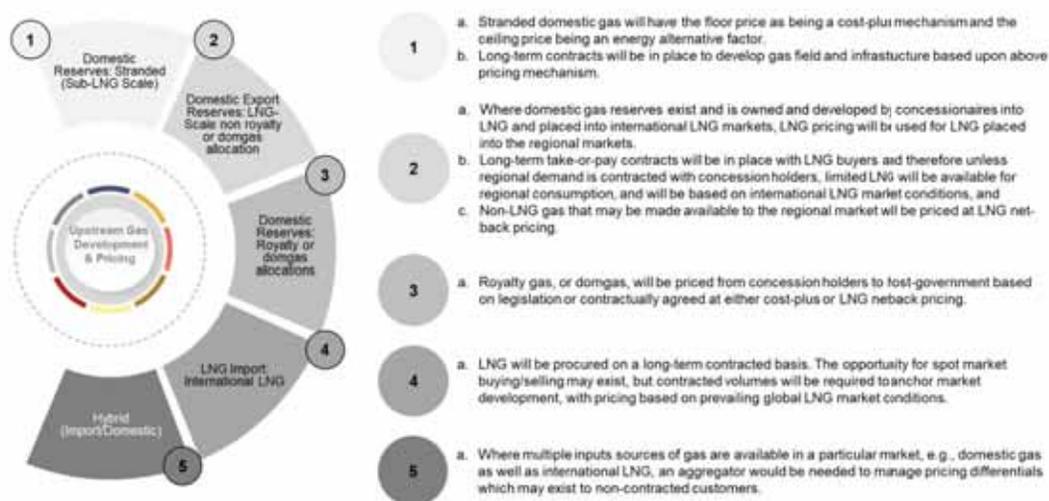


Figure 22: Développement et tarification du gaz en amont

La région de la SADC bénéficie actuellement d'une tarification nationale sur les marchés du gaz existants en Tanzanie et en Afrique du Sud/au sud du Mozambique. Au fur et à mesure que ces sources de gaz diminuent, il est fort probable qu'elles devront être remplacées par du GNL importé et complétées par du gaz domestique. Sur ces marchés, les agrégateurs devront regrouper la demande de projets bancables afin d'accroître la fiabilité de la demande et de gérer le différentiel de prix et le risque de change.

Les prix au comptant du GNL devraient normalement représenter environ 20 % du total des volumes importés. Alors que les prix des cargaisons au comptant fluctuent souvent, les contrats d'approvisionnement à long terme sont tarifés différemment, ce qui permet une modération des prix. Par conséquent, la détermination des prix dépend en grande partie de la quantité importée et de la part des importations basée sur l'offre au comptant et à terme. Il existe de bonnes études de cas à prendre en considération - le Japon, qui est principalement basé sur l'approvisionnement à long terme car il ne possède pas de gaz naturel propre, et le Pakistan, qui est entièrement basé sur le marché spot car il produit près de 75 à 80 % du gaz qu'il consomme. Les cargaisons spot fonctionnent lorsqu'il y a des liquidités sur le marché, mais lorsqu'il n'y en a pas, comme c'est le cas actuellement, des pays comme le Pakistan ont du mal à rivaliser avec l'Europe et d'autres économies développées pour le GNL spot.

Afin de garantir que les grandes découvertes de gaz ailleurs dans la région soient pleinement utilisées et que les actifs ne soient pas bloqués, il est avantageux de développer des marchés du gaz et des projets proches de la source de gaz à des prix du gaz basés sur des mécanismes de coût-plus.

La région de la SADC est donc susceptible d'avoir une formation de prix hybride avec un élément de tarification du GNL basé sur les importations sur les marchés du gaz existants et une tarification du gaz basé sur le marché intérieur à la source. Il s'agit d'une considération importante, car la tarification des molécules contribuerait de manière significative au prix global du gaz pour l'utilisateur final.

7.2.1.3 Accumulation des prix réglementaires : Tarifs à mi-parcours

Comme indiqué, le prix du gaz en entrée joue un rôle important dans la détermination du prix global pour l'utilisateur final. Toutefois, le rendement des infrastructures intermédiaires doit être pris en compte dans la tarification globale de l'utilisateur final. Ceci est reflété ci-dessous.

Factors Influencing Price Build-up

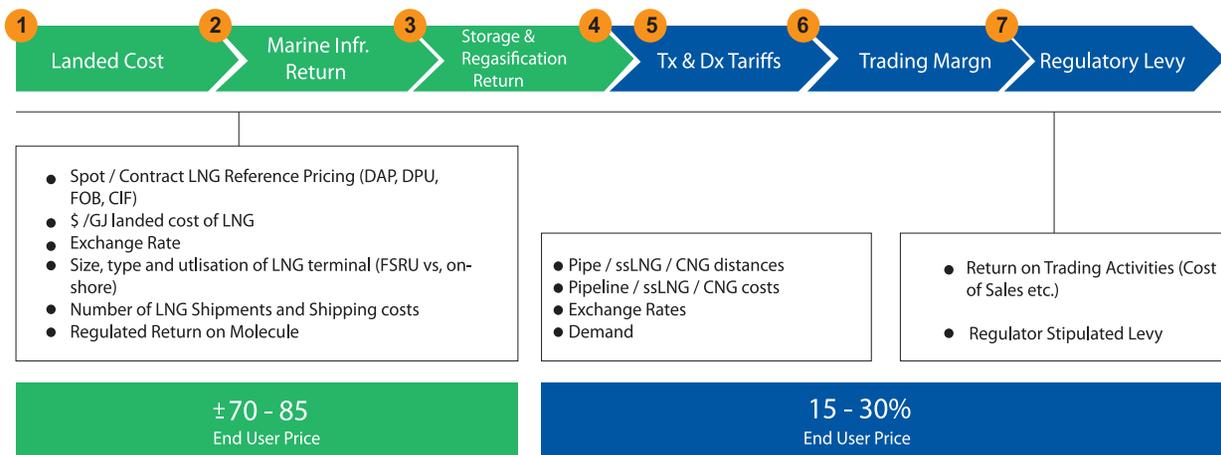


Figure 23: Augmentation typique du prix du GNL distribué aux utilisateurs finaux

Les différents choix d'infrastructure entraîneront des dépenses CAPEX et des dépenses d'exploitation (OPEX) différentes, les coûts du capital variant d'une juridiction à l'autre en raison des primes de risque pouvant être présentes. Il faudrait en tenir compte dans la méthodologie tarifaire globale adoptée. Des mécanismes de répercussion devraient être utilisés et sont reflétés dans la section du rapport consacrée au calcul des prix.

Ces tarifs devraient également être harmonisés pour les infrastructures régionales telles que les gazoducs transfrontaliers 7.5.

7.2.1.4 Options de demande de gaz : Abordabilité du prix du gaz

En considérant le développement global de la chaîne de valeur, comme indiqué, le prix du gaz destiné à l'utilisateur final doit être inférieur au prix du gaz abordable de manière à créer une valeur économique. Ceci est indiqué dans la figure ci-dessous.

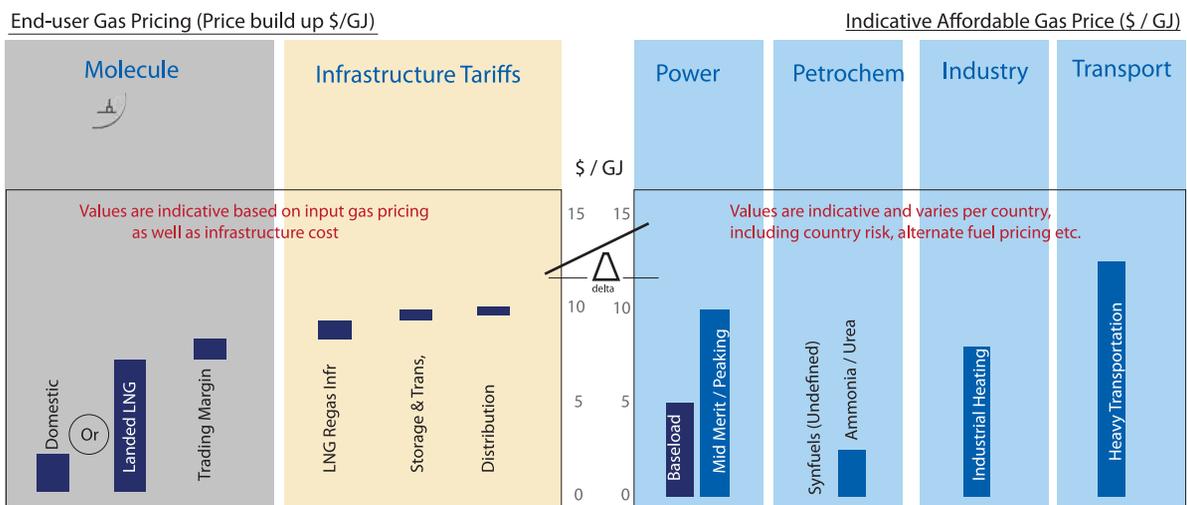


Figure 24: Création de valeur économique

L'électricité de qualité moyenne et la demande industrielle existante (avec des capitaux immobilisés) auront tendance à supporter les prix du gaz les plus élevés, tandis que les nouvelles industries pétrochimiques auront tendance à supporter le prix du gaz le plus bas. Cela implique que les projets énergétiques serviront d'ancrage aux infrastructures d'importation de GNL, tandis que les industries pétrochimiques doivent être développées in-situ des installations de production de gaz en amont. Par conséquent, les pays importateurs de gaz de la SADC doivent réfléchir à la manière dont le gaz s'intègre de manière optimale au secteur de l'électricité, tandis que les pays exportateurs de gaz doivent envisager la production pétrochimique à proximité de la source de gaz.

Le changement de la source de gaz, de la production nationale/régionale au GNL international (notamment le prix net du GNL), modifiera structurellement le marché, diminuant la compétitivité de certaines industries. En l'absence de quantités suffisantes de gaz domestique/régional, il existe néanmoins des raisons économiques et environnementales de poursuivre dans cette voie, car certains segments de marché clés pourront toujours bénéficier des prix du GNL en remplaçant le diesel et en servant d'énergie de pointe et/ou de capacité de suivi de la charge. Cependant, pour que le GNL soit viable, les contrats avec les fournisseurs de GNL nécessiteront généralement l'importation d'environ 1 million de tonnes de GNL par an. L'économie d'une telle exigence signifie que l'offre agrégée et signée doit être supérieure, ce qui ne peut être réalisé que par le biais de dispositions dans les plans énergétiques intégrés nationaux et/ou les plans de ressources intégrés.

7.2.2. Passation de marchés

L'importante mise de fonds nécessaire pour l'ensemble de la chaîne de valeur du gaz et de l'aval nécessite des contrats clairs entre les parties, qui définissent les éléments suivants :

1. La sécurité de l'écoulement,
2. La prévisibilité de la production, en termes de volume et de prix, et
3. L'alignement du calendrier de construction des infrastructures sur l'ensemble de la chaîne de valeur.

Concernant le rôle du gaz, celui-ci nécessite le développement de son propre système (c'est-à-dire le système de production et de transport du gaz), mais doit également s'intégrer simultanément à des systèmes distincts en aval (y compris, par exemple, le système électrique). Cela rend les contrats complexes. En outre, la nature de la source de gaz, c'est-à-dire le GNL national ou importé, a une grande influence sur ce point et il sera donc utile de séparer ces éléments en conséquence, comme cela a été démontré dans les chapitres précédents.

7.2.1.5 Gaz domestique

L'industrie du gaz naturel, même dans un contexte national, aura une nature monopolistique, nécessitera une réglementation, comprendra des coûts irrécupérables élevés et sera quelque peu opaque quant aux contrats qui seront conclus entre les parties. Cela nécessite des protections spécialisées dans les transactions commerciales au sein de cet espace. Un contrat de vente de gaz (GSA) est à la base d'un investissement bancable et désigne tout accord documentant la vente et l'achat d'une quantité de gaz naturel : ^{14, 15}

Ces accords doivent couvrir les questions techniques concernant les parties prenantes, les volumes engagés, les considérations commerciales (économie du gaz/pétrole), les limitations politiques et réglementaires, les questions macroéconomiques dans la juridiction, les options de financement (entreprises, banques et financement de projets), ainsi que les événements exogènes (géopolitique/ catastrophes naturelles/macroéconomie mondiale).

7.2.1.6 GNL

La viabilité commerciale et économique détermine la structure individuelle des contrats de vente et d'achat de GNL¹⁶. Les acheteurs, c'est-à-dire le(s) marché(s) de destination, ainsi que les vendeurs, c'est-à-dire la(les) source(s) d'approvisionnement, sont les facteurs déterminants et doivent être alignés contractuellement.

Le vendeur du GNL peut être ¹⁷ :

- Les développeurs de gaz en amont ou l'une de leurs filiales à part entière,
- Une « société de projet » composée et détenue par une combinaison des développeurs de gaz en amont et de tiers (incluant éventuellement des acheteurs de GNL) (structure de projet de GNL marchand) ou uniquement par des tiers (structure de projet de GNL à péage) ; ou
- Un agrégateur.

L'acheteur peut être :

- Un grand service public ou une entreprise industrielle qui achète du GNL principalement pour ses propres besoins,
- Une société de commercialisation ou un agrégateur de gaz naturel qui achète du GNL pour le revendre sur un marché donné, ou
- Au fur et à mesure que le marché au comptant du GNL évolue, une société de négoce ou un acheteur de GNL de portefeuille qui achète du GNL peut arbitrer le GNL vers d'autres acheteurs en fonction des conditions du marché.

¹⁴ Practical Law Energy, 2019, Contrat de vente de gaz

¹⁵ Peter Roberts, 2019, Cross Keys Energy

¹⁶ Sullivan, H.W., 2012, Contrats de vente et d'achat de GNL

¹⁷ Sullivan, H.W., 2012, Contrats de vente et d'achat de GNL

Dans tous les cas, la compétence technique et la solvabilité du vendeur à assumer ses obligations financières et d'exécution dans le cadre d'un contrat de vente et d'achat de GNL et la solvabilité de l'acheteur à assumer les obligations financières très importantes liées à l'exécution et/ou au paiement dans le cadre d'un contrat de vente et d'achat de GNL sont d'une importance capitale. Par conséquent, tous les États membres de la SADC ne sont pas susceptibles de conclure des SPA de GNL, ce qui oblige les marchés clés à fournir des volumes d'enlèvement bancables qui soutiendront le SPA en question.

7.2.1.7 Intégration du secteur de l'énergie

Les contrats d'achat d'électricité (CAE) sont conclus entre un producteur d'électricité (indépendant ou service public) et la partie qui achète l'électricité (preneur) et comprennent les conditions commerciales de vente et d'achat d'électricité pour un projet.

Ces accords offrent une voie d'accès au marché pour l'électricité produite par le producteur. Ces accords offrent également la possibilité de vendre des avantages écologiques aux fournisseurs d'électricité (les centrales de production d'énergie renouvelable reçoivent des avantages pour la production d'énergie renouvelable et ont la possibilité de transférer ces avantages). En raison de la nature de l'accord (contrat générateur de revenus), il est à la base de l'économie des projets énergétiques.

L'investissement dans l'infrastructure GNL et la production d'électricité, ainsi que la structure de la GSA et du PPA, seront déterminés par le fait que le projet est considéré comme une charge de base ou une charge moyenne, car c'est la répartition de l'électricité qui déterminera l'économie d'une telle entreprise.

Il convient de souligner que pour que le secteur du gaz soit débloqué, il doit être ancré dans le secteur de l'électricité, ce qui nécessite une certitude politique sur la base d'un IRP, qui prévoit des volumes d'achat définis et contractuels permettant de garantir l'infrastructure gazière requise.

7.3 Politique et socio-économique

7.3.1. Facteurs politiques

En géopolitique, la « puissance » est la capacité d'une nation à influencer le comportement d'autres nations. La maîtrise de la puissance physique d'un pays, notamment par son contrôle des ressources énergétiques primaires telles que le gaz, détermine non seulement son développement économique, mais aussi sa sécurité nationale et sa puissance militaire. À ce titre, les relations internationales des nations sont profondément influencées par la répartition des ressources énergétiques et des technologies permettant leur utilisation.¹⁸

L'accélération du déploiement des énergies renouvelables a déclenché une transformation énergétique mondiale qui aura de profondes conséquences géopolitiques. De même que les combustibles fossiles ont façonné la carte géopolitique au cours des deux derniers siècles, la transformation énergétique modifiera la répartition mondiale du pouvoir, les relations entre les États, le risque de conflit et les facteurs sociaux, économiques et environnementaux de l'instabilité géopolitique.¹⁹ À cet égard, toute grande transition dans le domaine des technologies énergétiques entraîne un changement dans la géopolitique également.²⁰

Les États membres de la SADC ne seront pas à l'abri de ce phénomène, des intérêts mondiaux concurrents se disputant l'influence en termes de création d'avantages comparatifs alignés sur des intérêts spécifiques. Au niveau régional, un thème central de la planification énergétique a été la gestion de la transition énergétique d'une manière qui soit juste et qui ne fasse pas peser une charge excessive sur les pays en développement, en ce qui concerne les exigences de décarbonisation.

Par sa nature même, le PDRG, en tant que plan régional, a donc un fondement géopolitique. Les considérations politiques seront essentielles pour comprendre le marché et l'économie de l'énergie. Ces facteurs peuvent être divisés en dynamiques mondiales et régionales, comme le montre la figure ci-dessous.

¹⁸ Hafner, M., Tagliapietra, S., 2020, La géopolitique de la transition énergétique mondiale

¹⁹ IRENA, 2019, Un nouveau monde : La géopolitique de la transformation énergétique

²⁰ Hafner, M., Tagliapietra, S., 2020, La géopolitique de la transition énergétique mondiale

Political Dynamics

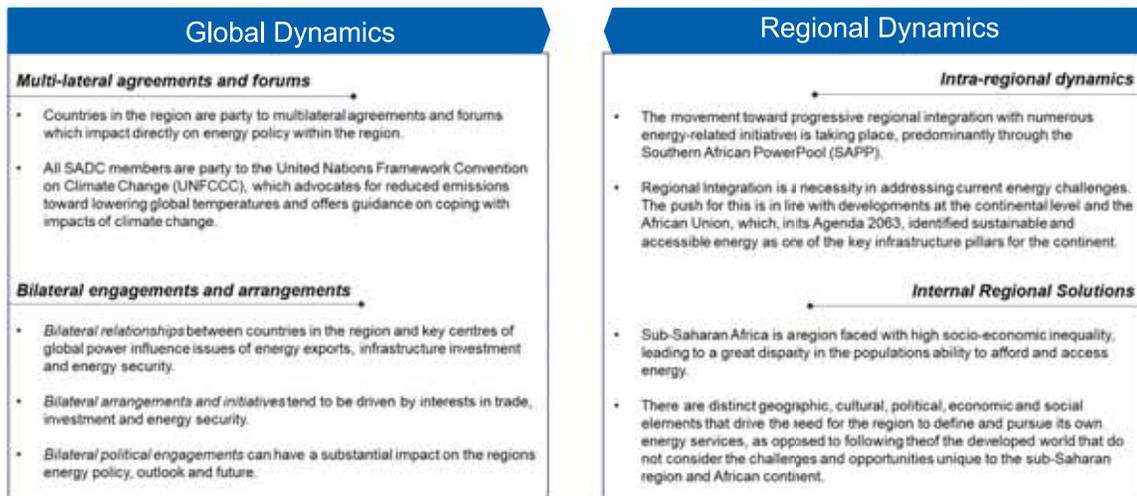


Figure 25: Thèmes géopolitiques généraux

7.3.2. Facteurs socio-économiques

L'énergie et la prospérité économique sont intrinsèquement liées, car l'énergie est fondamentale pour la production économique et donc la croissance économique. L'amélioration de l'accès à l'énergie, de la sécurité énergétique, de la réduction de la pauvreté énergétique et de l'accessibilité financière est essentielle à la capacité des États membres à se développer économiquement et à prospérer. Les avantages socio-économiques de la réalisation de cet objectif, pour une région comme la SADC, seront et peuvent être importants et sont développés ci-dessous.

Socio-Economic Drivers



Figure 26: Questions socio-économiques ayant un impact sur les États membres de la SADC

Pour les États membres de la SADC, gérer la transition énergétique de manière équitable et juste est un impératif. L'adoption d'une vision régionale et intégrée de la planification énergétique, afin que la politique énergétique serve les intérêts de la région, est fondamentale pour la durabilité à long terme et la prospérité régionale.

7.4 Planification de l'énergie et structure du système énergétique

Le Conseil mondial de l'énergie (CME) a avancé la notion de trilemme énergétique, qui répond au défi d'équilibrer trois objectifs concurrents, comme l'illustre la figure ci-dessous.

Les importantes découvertes récentes de gaz naturel offrent une occasion unique de résoudre le trilemme énergétique de la SADC. Le développement d'une source d'énergie régionale, telle que le gaz naturel, permet non seulement d'assurer la sécurité énergétique, mais aussi de répondre aux préoccupations environnementales. Elle permet à la région de diversifier son bouquet énergétique, essentiellement basé sur le charbon et le bois de chauffage, à un prix qui convient aux ménages à faibles revenus. La nature même du gaz naturel accroît également la fiabilité de l'approvisionnement, car il peut couvrir l'intermittence de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. L'avantage de disposer d'une énergie abordable, relativement propre et garantissant la fiabilité et la sécurité énergétiques doit être considéré comme un élément central de la prospérité à long terme de la région.

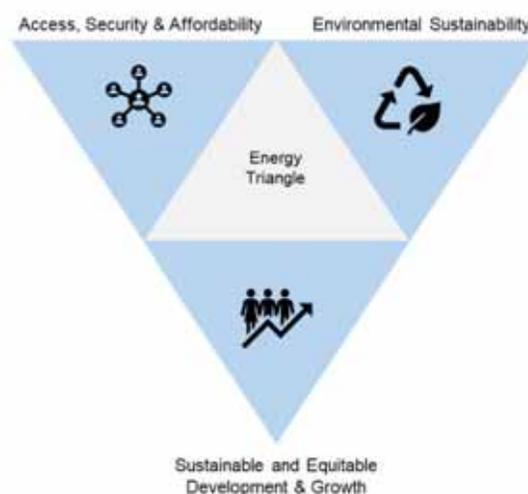


Figure 27: Le trilemme de l'énergie

7.4.1. Planification intégrée de l'énergie

La planification intégrée de l'énergie, au niveau national et régional, est un élément essentiel permettant aux États membres de la SADC de gérer le trilemme énergétique et de prendre des décisions opportunes et éclairées sur la gestion de l'offre et de la demande d'énergie. Ces avantages sont décrits dans la figure ci-dessous.

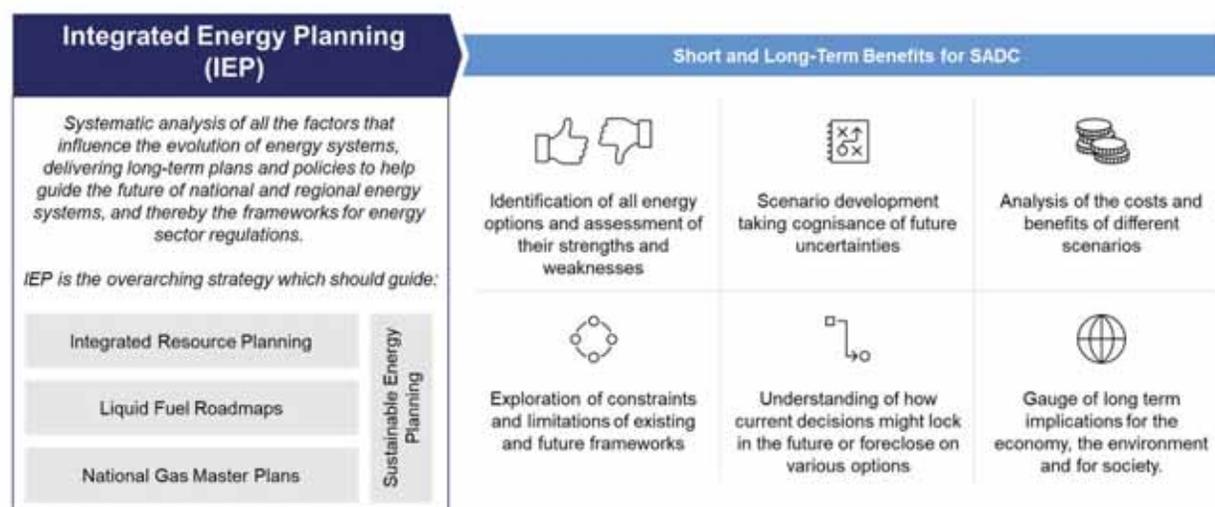


Figure 28: Planification intégrée de l'énergie et ses avantages pour la SADC

Une analyse de la planification énergétique dans les États membres indique que peu d'entre eux disposent d'une PEI, bien que beaucoup aient une forme de PRI axée sur l'électricité, le pétrole et/ou le gaz. La sécurité énergétique nationale est un thème fort de la quasi-totalité des politiques et des plans. La plupart des plans nationaux prévoient de développer d'abord les ressources nationales pour assurer la sécurité énergétique, tandis que très peu de plans et de politiques font référence à l'intégration régionale ou à la prise en compte d'options régionales moins coûteuses que les ressources nationales. Il y a également peu de références à l'utilisation des marchés régionaux pour développer des projets d'ancrage pour l'approvisionnement en gaz. Cette approche a souvent donné lieu à des résultats économiques et environnementaux sous-optimaux.

²¹ SADC, SACREEE, SAPP, Grupo do Banco Mundial, 2021, "Manual de Desenvolvimento do Planeamento Integrado de Recursos"

L'analyse indique également que le gaz n'est pas un objectif prioritaire dans la plupart des États en raison, en grande partie, de l'absence d'un marché et d'une infrastructure gazières régionaux. Seuls l'Afrique du Sud, le Mozambique, la Tanzanie et l'Angola ont des industries gazières actives et ce sont les seuls États membres qui ont intégré le gaz naturel dans leur bouquet énergétique. Certains plans et politiques font référence à l'introduction du gaz naturel dans le bouquet énergétique, mais la plupart des États membres n'ont que peu ou pas de plans ou de politiques nationales pour le développement du gaz.

Il existe une volonté de développer des politiques et des plans alignés sur la réalisation des objectifs de l'ODD 7, les objectifs en matière d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique devenant plus importants et les thèmes de la cuisine propre étant introduits. Ce qui est moins important, en revanche, ce sont les projets visant à remédier à la variabilité des énergies renouvelables et à assurer la transition des pays vers un bouquet énergétique à zéro émission de carbone.

La planification intégrée de l'énergie n'est pas un événement ponctuel et doit être entreprise régulièrement, de manière cyclique, au fur et à mesure que l'offre et la demande d'énergie et les technologies évoluent. Ceci est particulièrement important alors que les nations de la SADC progressent dans la transition énergétique afin d'éviter les pénuries et les perturbations énergétiques qui entraînent des prix élevés de l'électricité et une vulnérabilité accrue aux fluctuations des prix des combustibles fossiles et aux émissions.

Il y a six étapes distinctes qui doivent être entreprises, comme l'illustre le cycle énergétique intégré dans la figure ci-dessous. La poursuite du déploiement de plans et de politiques intégrés contribuera à l'adoption optimale du gaz naturel dans le bouquet énergétique régional, à la réussite de la transition énergétique et à la réalisation des ODD.



Figure 29: Cycle de planification intégrée de l'énergie

La SADC, en tant que force de coordination, a introduit une variété de documents stratégiques liés à l'énergie ou spécifiques à l'énergie au fil des ans. Elle ne dispose pas de protocoles spécifiques sur l'harmonisation des politiques sectorielles, mais ses domaines thématiques de coopération, à travers les répertoires, comportent des éléments d'harmonisation des politiques. Ceci établit la base pour que la SADC introduise des directives de politique et de planification énergétiques qui aideraient la formulation ou l'amendement des politiques énergétiques nationales en fournissant des conseils sur le contenu et les méthodologies requises. En vue d'assurer une sécurité énergétique régionale durable sur le plan environnemental, abordable et accessible, c'est-à-dire en équilibrant les objectifs concurrents du trilemme énergétique, la SADC dispose du mandat approprié pour introduire les lignes directrices du PEI.

7.4.2. La convergence des politiques

Le développement du marché régional du gaz nécessite une coordination et une coopération entre les différentes parties prenantes des secteurs privé et public afin de créer les conditions propices à l'investissement dans toute la chaîne de valeur. Un aspect essentiel de l'environnement favorable consistera à élaborer des politiques et des plans régionaux et nationaux convergeant vers les thèmes présentés dans la figure ci-dessous.

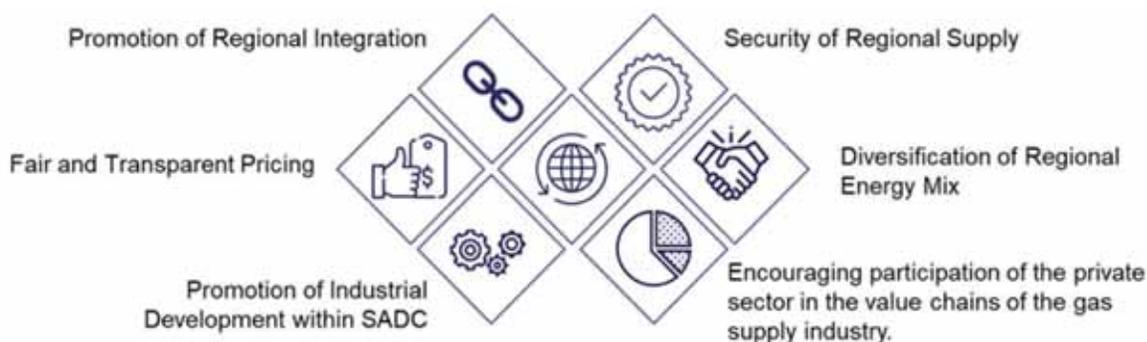


Figure 30: Convergence des politiques

Le cadre politique régional doit assurer un équilibre prudent entre les besoins des États membres de protéger les ressources nationales et la sécurité de l'approvisionnement énergétique, d'une part, et les impératifs environnementaux et la volonté de parvenir à un approvisionnement énergétique sans émission de carbone, d'autre part, tout en attirant les investisseurs dans la chaîne de valeur du gaz et en garantissant la concurrence. Une politique gazière régionale efficace devrait permettre de réaliser des gains d'efficacité et des économies d'échelle.

L'accent mis par chaque pays sur la réalisation des ODD et de leurs CDN dans le cadre des accords de Paris a conduit à un effort régional concerté visant à combler le fossé énergétique au sein de la région de la SADC au cours des dix dernières années. Toutefois, une véritable planification intégrée de l'énergie fait défaut et doit être encouragée au niveau national et régional si la région veut atteindre ces objectifs.

L'Afrique du Sud présente une opportunité unique en tant que nœud de demande significatif permettant de réaliser des projets d'ancrage, en particulier dans le secteur de l'électricité, mais aussi dans les utilisations industrielles, compte tenu de son marché existant. Il devrait donc y avoir une convergence politique sur le concept d'utilisation de l'Afrique du Sud comme centre de demande d'électricité pour débloquer les ressources en gaz de la région par le biais de projets de conversion du gaz en électricité. Grâce à l'accès à des ressources énergétiques plus abordables, l'Afrique du Sud en bénéficiera grandement, de même que les pays producteurs de gaz (en particulier le Mozambique et la Namibie), qui pourront ainsi débloquer des investissements et des recettes d'exportation considérables. Une fois que ces projets d'ancrage auront débloqué les ressources en gaz, la politique devrait encourager le développement des marchés industriels, commerciaux et résidentiels.

7.5 Législatif et réglementaire

Comme indiqué ci-dessus, il est essentiel que les États membres de la SADC convergent d'abord sur les domaines clés au niveau politique avant qu'un cadre réglementaire et des mécanismes habilitants puissent être développés, car le cadre réglementaire devrait aider la SADC et ses États membres à atteindre leurs objectifs politiques. Les réglementations ne devraient alors être introduites que lorsqu'elles augmentent l'efficacité économique, car les coûts de mise en conformité associés à l'incertitude réglementaire peuvent réduire les rendements des investisseurs et augmenter les risques, ce qui réduit l'incitation à investir dans l'approvisionnement en gaz et les infrastructures. Ceci est particulièrement préoccupant si les exigences réglementaires sont considérées comme moins onéreuses dans d'autres régions. L'Afrique de l'Est et de l'Ouest ont fait des progrès considérables en termes d'efficacité et de cohérence de leurs cadres réglementaires et il existe un risque que la SADC soit laissée à la traîne en termes d'investissements si ces marchés sont perçus comme des marchés réglementés à moindre risque.²²

Le cadre et les mécanismes réglementaires doivent faciliter la concurrence et garantir un accès facile au marché. Ce problème pourrait être résolu par un cadre réglementaire favorable aux investisseurs et répondant également aux besoins nationaux. Il existe plusieurs caractéristiques d'une réglementation favorable aux investisseurs sur le marché du gaz, comme l'illustre la figure ci-dessous :

²² COMESA/RAERESA, 2020, Cadre de supervision réglementaire du marché de l'énergie EA-SA-IO

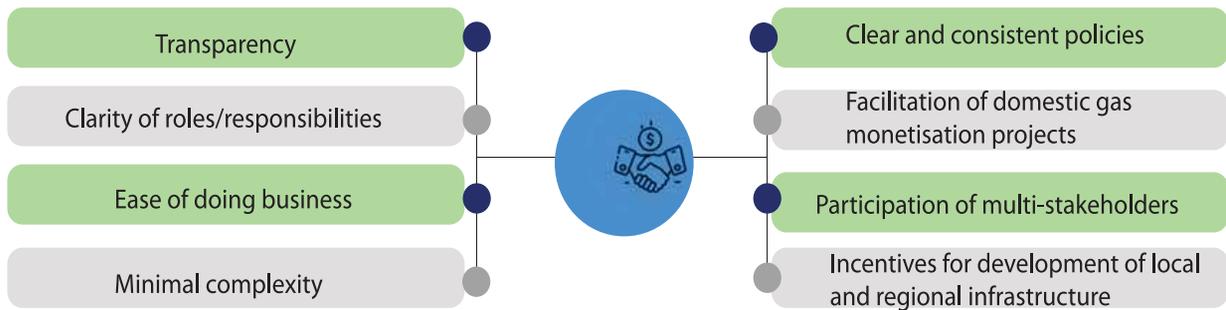


Figure 31: Caractéristiques des cadres réglementaires gaziers favorables aux investisseurs

Une caractéristique unique du développement des projets gaziers est la coordination critique de tous les éléments de la chaîne de valeur pour garantir que les projets sont bancables. Il est donc important que le cadre réglementaire permette le développement des infrastructures en tandem avec le développement des actifs en amont et les projets de monétisation des ancrages en aval.

7.5.1. Cadres réglementaires des États membres

Les cadres législatifs et réglementaires nationaux actuels de la SADC en matière de gaz ont fait l'objet d'une analyse approfondie. Une vue d'ensemble de l'analyse est présentée dans la figure suivante :

Overview of SADC National Gas Legislative and Regulatory Framework	
The SADC Natural Gas sector is not fully regulated. Gas-specific laws and regulatory frameworks are absent in the majority of states due to the absence of an existing gas market. Only Mozambique, South Africa and Tanzania have gas sector specific regulatory instruments to govern the entire gas value chain.	
Upstream The upstream is the most regulated Member States with gas resources (Angola, Mozambique, Namibia, South Africa and Tanzania) control the entry and exit of players through licensing and concession and all have licensing frameworks in place They utilise a combination of these licensing frameworks and contractual agreements such as Production Sharing Agreements (PSA) Local content requirements are present in all of the gas producing countries except currently Namibia, where government has resolved to create a policy. State ownership interest, in the form of carried interest, exists in most countries Some gas producing Member States have domestic gas obligations, but these are not always clear The licenses regime is unique in each Member States in terms of its requirements, types of licenses, local content requirements, licensing time frames and conditions	Midstream and Downstream Only South Africa has a gas-specific law for the midstream to downstream. In other SADC countries, gas activities are governed by other petroleum and energy laws The majority of Member States, except for Namibia, have regulations and licensing requirements for construction and operation of gas infrastructure. Namibia is considering reforms which should include regulation of the mid- and downstream. Most regulations are related to third-party access to gas related infrastructure. Environmental Authorisation Regulations and downstream use of LPG Holders of licenses for the right to construct and operate infrastructure to transport and store NG are obliged to transport third-party gas on a non-discriminatory basis in all gas producing countries except in Namibia, which does not yet have regulation in place. The ROMPCO pipeline network Code is good example of bilateral regulatory harmonisation
Regulatory Bodies Most regional regulators' mandates cover some aspects of the regulation of gas Responsibilities for the sector are shared between the Regulator, Ministry and other Authorities are not consistent (storage, transportation, distribution) are largely regulated by independent energy authorities in each of the member state.	Environmental Considerations Most gas producing Member States require license holders to process an EIA approved by the state before upstream activities can commence Midstream activity, such as transmission pipeline construction, may only commence after the necessary environmental licenses have been obtained.
Gas Pricing Tariffs The only country where wellhead prices are regulated is Tanzania. There is no consistent approach in the region for setting downstream gas price. South Africa applies the price capping mechanism while Tanzania uses the Revenue Requirement (RoR) pricing regime. The common guiding principles for gas tariff and price setting are cost reflectiveness, transparency and ensuring full cost recover and fair return.	

Figure 32: Cadres législatifs et réglementaires du gaz naturel de la SADC

7.5.2. Lignes directrices relatives aux mécanismes de réglementation

La SADC n'en est qu'au stade initial du développement de son marché du gaz. Afin de s'assurer que les mécanismes employés au sein de la CDAA sont alignés sur la maturité du marché, il est donc important d'envisager les mécanismes réglementaires en conjonction avec la maturité du marché en question. C'est pourquoi un certain nombre de bonnes pratiques et d'études de cas ont été utilisées pour développer des mécanismes réglementaires applicables au marché de la SADC, notamment le gazoduc ouest-africain (WAGP), les marchés du gaz de l'Union européenne, de la Malaisie et du Pakistan, ainsi que les récentes études régionales d'analyse réglementaire réalisées par l'Association régionale des régulateurs de l'énergie d'Afrique australe (RERA) et le Marché commun de l'Afrique orientale et australe (COMESA).

Le paysage réglementaire fragmenté actuel pourrait rendre les perspectives d'intégration régionale et d'harmonisation réglementaire difficiles à réaliser. Il est donc recommandé d'aborder la question de manière progressive, en commençant par une coopération bilatérale entre les pays disposant de marchés gaziers existants et en s'alignant sur les clusters et les corridors économiques. La plupart des marchés du gaz commencent initialement par des accords bilatéraux et sont monopolistiques par nature, mais les mécanismes de régulation doivent prévoir la migration vers un marché multi-acteurs.

Cela signifie que l'Afrique du Sud, le Mozambique et la Tanzanie devront montrer la voie en termes d'harmonisation réglementaire (à la fois technique et économique) après la convergence au niveau politique. Ensuite, une harmonisation multilatérale, puis régionale, peut avoir lieu.

L'objectif primordial devrait être de ne réglementer que là où c'est nécessaire et de maintenir la compétitivité du secteur sans la charge de taxes et de coûts supplémentaires. La réglementation du marché régional du gaz naturel de la SADC devrait avoir les objectifs suivants :

- Promotion de l'intégration régionale
- Sécurité et fiabilité de l'approvisionnement régional
- Diversification du bouquet énergétique régional
- Promotion du développement industriel au sein de la SADC
- Encourager la participation du secteur privé aux chaînes de valeur de l'industrie de l'approvisionnement en gaz
- Promouvoir la concurrence pour créer des gains d'efficacité et éviter les monopoles

Lors de l'élaboration des lignes directrices pour les mécanismes de régulation du marché du gaz de la SADC, les dimensions clés pour lesquelles des réglementations sont nécessaires ont été prises en considération. Ceux-ci sont illustrés dans la figure ci-dessous :

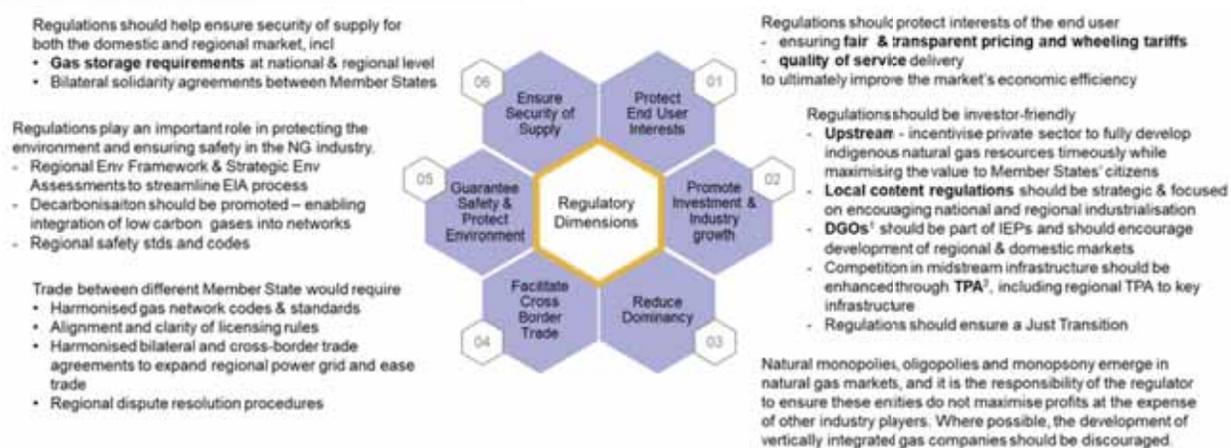


Figure 33: Dimensions clés des lignes directrices réglementaires régionales

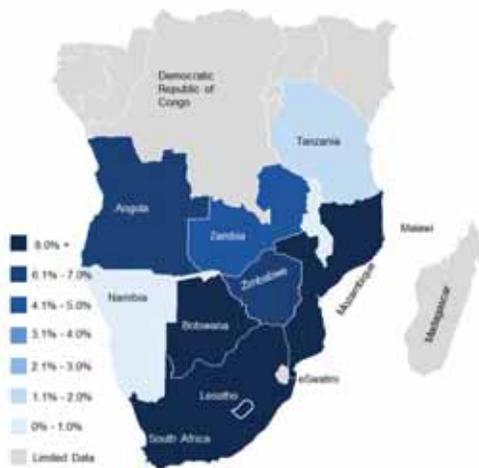
Nous recommandons que ces lignes directrices régionales sur l'énergie fassent l'objet d'un atelier entre les États membres afin de s'assurer qu'elles peuvent, en pratique, garantir une harmonisation entre les secteurs de l'énergie.

7.6 Stratégies de capital et d'investissement

Les économies de la plupart des États membres de la SADC sont trop petites à financer l'infrastructure gazière régionale dans une mesure permettant de libérer tout son potentiel. Le seul moyen de surmonter cet obstacle est probablement l'intégration régionale. L'intégration régionale réduit les coûts de tous les aspects des infrastructures. Le coût élevé des services d'infrastructure en Afrique est en partie imputable à la fragmentation des frontières nationales qui empêche la réalisation d'économies d'échelle. L'intégration des infrastructures physiques est à la fois un précurseur et un catalyseur d'une intégration économique plus poussée, permettant ainsi aux pays de bénéficier d'économies d'échelle.

Comme indiqué, il est peu probable que les recettes fiscales des États membres de la SADC permettent de financer intégralement les projets d'infrastructure gazière, ce qui nécessite une approche plus favorable au marché et une participation du secteur privé. Pour garantir la participation du secteur privé, il faut créer un environnement idéal pour l'investissement, en s'appuyant sur les principes suivants, et tirer parti de tous les mécanismes disponibles pour améliorer l'économie et la bancabilité des projets, tout en réduisant le risque global, qui doit prendre en compte les risques liés au pays et au projet.

~National Budget Allocation to Infrastructure, 2021, % of GDP



Financing Cycle

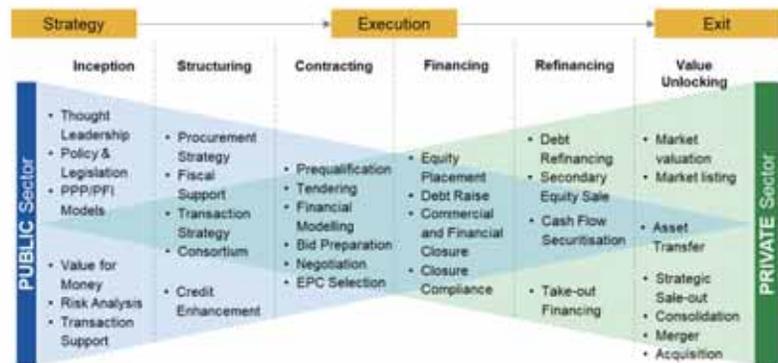


Figura 34: Allocation budgétaire au cycle de financement

7.6.1. Attirer les investissements dans la SADC

La clé de l'évaluation de l'attractivité des projets d'infrastructure est le niveau de risque perçu et les mécanismes permettant de l'atténuer. Il faut donc réduire les risques tout au long du cycle de développement du projet. Pour que les États membres puissent attirer les investissements et financer le développement du marché régional du gaz, les mesures d'atténuation des risques suivantes sont nécessaires.

7.6.1.1 Adoption du RGMP dans les cadres de planification nationaux

Pour que le RGMP soit mis en œuvre, les États membres doivent intégrer l'intégration régionale et les résultats du RGMP dans les documents de politique nationale. À cet égard, les PIR nationaux et les plans de développement industriel doivent s'engager à garantir l'approvisionnement à long terme en gaz. Si les États membres ne s'engagent pas à conclure des accords d'enlèvement, il est peu probable que les projets obtiennent le financement nécessaire à leur développement.

7.6.1.2 Soutien des institutions et des États membres

Les États membres risquent de créer des conditions fiscales déraisonnables de développement du gaz domestique et des projets d'infrastructure basés sur le gaz. Un soutien est nécessaire de la part des plus hauts niveaux de gouvernement et par le biais des structures institutionnelles nationales :

- Garantir les rôles et responsabilités clairs pour les entreprises d'État, avec des mandats précis dans des cadres législatifs et réglementaires,
- Créer des cadres réglementaires et législatifs favorables à la mise en œuvre de ces projets,
- Les projets coûteux doivent être abordables dans le cadre budgétaire et les projets doivent donc être abordables et cohérents dans le cadre fiscal, et
- Les déficits budgétaires doivent rester compatibles avec les objectifs macroéconomiques.

7.6.1.3 Préparation et développement de projets

Le RGMP, ainsi que les plans directeurs nationaux, peuvent servir de base au développement des infrastructures. Disposer d'une réserve de projets bien développés, avec des détails appropriés pour la participation du secteur privé, devient un élément clé de la mise en œuvre du RGMP. À cet égard, il est recommandé aux États membres de prendre les mesures suivantes :

- S'engager à mettre en place une réserve de projets prioritaires pour l'intégration régionale des marchés du gaz,
- Définir des projets avec des études de pré faisabilité et de faisabilité soutenues par les États membres et les institutions de financement du développement (IFD), entre autres,
- Tirer parti des IFD régionales et internationales pour renforcer les capacités de préparation des projets en collaboration avec le secrétariat de la SADC, et
- Aider les États membres à gérer les engagements des parties prenantes concernant les contreparties dans les accords de PPP, le cas échéant.

7.6.1.4 Mécanismes de financement

Pour que les États membres de la SADC puissent accélérer les accords de financement et promouvoir les projets prioritaires tout au long de la préparation et du développement du projet, de manière à garantir la bancabilité et à convenir d'accords de financement, il pourrait être nécessaire d'envisager la création d'un fonds d'infrastructure pour le gaz et l'infrastructure connexe. L'avantage d'un tel fonds est que les États membres peuvent contribuer au développement de projets d'intégration régionale, gérés par des IFD régionales crédibles, telles que la DBSA, afin de contribuer au développement et à la bancabilité de ces projets prioritaires d'intégration régionale basés sur le gaz. Un tel fonds pourrait accélérer le processus et gérer les retards qui peuvent survenir entre l'emprunt et la mise en œuvre, en particulier dans le cas de l'émission d'obligations. La dépendance à l'égard du financement multilatéral du développement, en relation avec l'évolution de la dynamique autour des combustibles fossiles, présente des risques spécifiques. Pour y remédier, les États membres de la SADC devront prendre des mesures proactives pour mobiliser des ressources afin de faciliter et d'accélérer le développement nécessaire à l'investissement.

7.6.1.5 Risque de contrepartie

La participation du secteur privé à des projets de développement d'infrastructures régionales nécessitera des partenariats avec des entités gouvernementales nationales et infranationales, y compris des entreprises publiques, ce qui présente un risque de contrepartie lorsqu'il s'agit de rembourser un financement commercial, comme lorsqu'une entreprise publique émet une obligation sur les marchés financiers.

7.6.1.6 Capacité au sein du pays

Parmi les risques liés à la capacité du pays, on peut citer

- L'incapacité à élaborer et à mettre en œuvre des programmes d'infrastructure efficaces,
- Une mauvaise gestion dans le pays contribuant à la mauvaise performance du projet, et
- L'absence de gestion efficace des capacités des off-takers potentiels et des prestataires de services publics peut contribuer à des performances inférieures aux normes et constituer un obstacle majeur à un recours accru au financement privé, tel que les IPP.

7.6.2. Sources de financement

Compte tenu des difficultés à financer les projets d'infrastructures gazières régionales par les seules recettes fiscales, il est recommandé aux États membres de la SADC d'envisager de nouvelles sources potentielles de financement pour les projets d'infrastructures. Il est toutefois probable qu'ils diffèrent en fonction du type, de l'échelle et de la nature stratégique de ces projets. Ceux-ci, associés à des mécanismes établis, peuvent fournir l'équilibre de financement nécessaire pour mener les projets à travers le cycle de développement jusqu'à la bancabilité, tout en réduisant les risques et en introduisant ainsi des catégories d'investissement potentiellement nouvelles. Celles-ci sont prévues dans la figure ci-dessous.

	<i>Source / Mechanisms</i>	<i>Stage of Investment</i>	<i>Objectives</i>	<i>Risk Appetite</i>
1	Sovereign/ Member State Fiscal Revenues Sovereign Bonds Guarantees (incl. Off-take)	Early stage (Inception)	The MS objectives are developmental, de-risking by providing the necessary early stage and developmental capital to facilitate development and growth	Higher Risk
2	Foreign Direct Investment Listed multi-nationals Private Equity Sovereign Wealth Funds	Early stage (Structuring)	FDI has been primarily in upstream Gas, less in relation to infrastructure, as well as minerals sectors, but IPPs present a viable option	Medium to Low
3	Development Funding Regional DFIs Development Capital Multi-lateral DFIs	Early stage (Inception)	Development finance has been critical in developing projects with some DFIs looking to promote a development capital approach (providing equity) and an exit strategy	Higher Risk
4	Other Sources Pension Funds Infrastructure Funds International Bond Market Export Credit Agencies	Execution Stage	Accessing pension funds, creating infrastructure funds and so forth are some of the newer approaches that can taken, however, this will be for projects much close to execution	Low Risk

Figure 35: Sources potentielles de financement

Certaines catégories d'infrastructures, telles que les lignes de transport d'électricité, peuvent ne pas se prêter à une participation privée (étant donné qu'il s'agit principalement de monopoles d'État) et devraient donc être financées par les États membres avec le soutien d'IFD multilatérales et, éventuellement, de banques commerciales. Les infrastructures de gazoducs, ainsi que les installations de regazéification et de stockage du GNL seront probablement réalisées sous la forme de PPP concessionnaires, tandis que les projets tels que les IPP, les installations pétrochimiques, etc. seront probablement développés par le secteur privé.

7.6.3. Plan de financement

Le plan de financement vise à répondre aux besoins de mobilisation des ressources des États membres de la SADC dans le cadre de la mise en œuvre du RGMP. Les catégories suivantes d'investissements dans les infrastructures sont présentées avec des options de financement :

- Interconnecteurs régionaux et lignes de transport d'électricité

Infrastructures appartenant à l'État financées par des IFD multilatérales et mises en banque par le biais d'accords de partenariat public-privé régionaux. Les mécanismes de financement des interconnexions régionales sont bien établis et ne seront pas traités dans le RGMP.

- Terminaux de regazéification du GNL
- Compression du gaz et gazoducs

Les infrastructures intermédiaires telles que les gazoducs régionaux seront probablement développées par le biais de PPP et d'accords de concession. Les installations de regazéification et de stockage seront probablement développées par le secteur privé avec des accords de concession de la part des autorités portuaires.

Il sera essentiel de trouver des preneurs sur le marché pour déterminer la bancabilité et, par conséquent, une fois de plus, les États membres devront s'engager à prendre des preneurs, probablement par l'intermédiaire du secteur de l'électricité et d'accords d'achat d'électricité.

- Production en aval (électricité, industrie, pétrochimie)

Les infrastructures en aval sont susceptibles d'être entièrement détenues par le secteur privé, ce qui nécessite le soutien des États membres par le biais de conditions fiscales favorables et, le cas échéant, d'accords d'achat signés. Le financement du développement par l'intermédiaire d'organismes tels que l'IDC peut contribuer à l'élaboration de tels projets. Pour les projets en aval de nature stratégique, mais dont l'économie est potentiellement marginale (par exemple, la production d'engrais), les États membres doivent offrir des conditions fiscales favorables afin d'améliorer l'économie.

Il convient de noter qu'il s'agit d'une chaîne de valeur d'activités dont les structures de propriété sont différentes en raison de la nature des marchés. Toutefois, sans une demande d'ancrage garantie (par exemple, l'électricité par le biais d'accords d'achat d'électricité), le développement de l'ensemble de la chaîne de valeur est menacé.

7.6.4. Fonds pour l'infrastructure énergétique et gazière de l'intégration régionale de la SADC

Il est recommandé que le secrétariat de la SADC, en partenariat avec la DBSA, l'IDC et d'autres IFD et/ou institutions financières internationales (IFI), mette en place un fonds d'intégration régionale pour l'infrastructure énergétique et gazière pour le RGMP. Géré par des entités régionales réputées, telles que la DBSA, ce fonds pourrait contribuer à financer l'infrastructure énergétique des États membres de la SADC lorsque ceux-ci ne sont pas en mesure de financer de telles entreprises. En outre, lorsque la préparation et le développement d'un projet sont nécessaires, ce fonds peut être utilisé pour réduire les risques de ces projets en les amenant vers la bancabilité.

Ce fonds s'autofinancerait par la fourniture de fonds qui pourraient être remboursés par la cession de ces investissements dans le cadre d'un appel public à l'épargne ou d'une vente à divers fonds et IFI comme la société financière internationale (SFI). Le Fonds pour l'énergie pourrait ainsi être alimenté, ce qui permettrait aux États membres de la SADC de bénéficier d'un flux continu d'investissements. Ce fonds pourrait être géré par une organisation telle que la DBSA. Le succès d'un tel fonds pour l'énergie dépendrait d'une gestion professionnelle et d'un mandat clair mais flexible.

7.7 Personnes : Capacité et participation

La transition rapide que connaît actuellement le secteur de l'énergie exige une main-d'œuvre dotée des compétences nécessaires pour relever les défis d'aujourd'hui et se préparer à ceux de demain. À certains égards, l'énergie et les personnes sont les forces fondamentales qui stimulent le développement et la croissance économiques. Ainsi, le fait de disposer d'une énergie facilement disponible, abordable, sûre et abondante constitue un avantage concurrentiel pour un pays, tandis que le fait de disposer d'une main-d'œuvre qualifiée et compétente en abondance est un gage de compétitivité pour un pays.

²³ Forum économique mondial (WEF), 2016, Progrès économique : Qu'est-ce que la compétitivité ? <https://www.weforum.org/agenda/2016/09/what-is-competitiveness>, consulté : Octobre 2022

Si l'on considère les États membres de la SADC par rapport au reste du monde, la démographie joue en leur faveur. Les États membres ont généralement une population jeune, avec un taux de dépendance en baisse. Cette situation, allant à l'encontre d'une grande partie du reste du monde, permet à la région de disposer d'un vivier de personnes susceptibles de stimuler le développement économique. Cependant, des défis structurels existent pour développer, former et donner à la base de ressources en main-d'œuvre les opportunités économiques requises pour exploiter son potentiel. Si la profondeur des personnes disponibles peut présenter un avantage, le manque d'expertise représente un défi important, si l'on considère les exigences du développement d'un nouveau marché technique, à savoir le gaz naturel.

Si les États membres veulent développer leur secteur gazier, il est impératif de disposer d'une main-d'œuvre possédant les compétences requises pour planifier, développer, exploiter et réglementer les chaînes de valeur intégrées et de bout en bout qui existent entre le secteur gazier et ses industries en aval, notamment le secteur de l'électricité. Les données du secteur montrent que les professions comportant des tâches techniques spécialisées, telles que les géoscientifiques, les ingénieurs pétroliers et les foreurs, nécessitent des années d'éducation formelle, de formation et d'expérience dans le secteur,²⁴ ce qui exigera une vision à long terme du développement des compétences.

Le PDRG s'inscrit dans le cadre des systèmes de formation existants des États membres, et le système lui-même doit donc s'assurer qu'il est suffisamment robuste pour répondre aux besoins de formation du secteur.

7.7.1. Partage des connaissances et de l'expérience

La région de la SADC peut bénéficier des États membres dont les systèmes éducatifs sont plus matures et de ceux dont les industries gazières sont bien établies. Par conséquent, le partage des connaissances et de l'expérience devient un outil concret. Il est particulièrement utile que les pays partagent leurs expériences pour relever les défis les plus difficiles, à savoir maintenir la pertinence de l'éducation et de la formation par rapport au monde du travail, et passer des principes politiques à l'application²⁵. Il est également possible d'étudier de près les liens entre les politiques de compétences, les systèmes de formation et le développement, en examinant comment les connaissances et l'expérience des stratégies et politiques de formation peuvent aider les États membres de la SADC à relever leurs défis en matière de croissance et de développement.

7.7.2. Cadre de développement des compétences

Dans cette optique, les piliers du cadre politique du PGMR visant à développer une main-d'œuvre convenablement qualifiée sont les suivants :

- La disponibilité d'une éducation de bonne qualité comme base permettant de répondre aux besoins de formation de l'industrie du gaz et des secteurs connexes,
- L'adéquation de l'offre de compétences aux besoins des entreprises et des marchés du travail,
- Considérant le cycle de vie d'apprentissage et de développement des employés et les exigences du développement professionnel continu,
- Permettre aux travailleurs et aux entreprises de s'adapter à l'évolution des technologies et des besoins du marché, et
- Anticiper et préparer les besoins en compétences de l'avenir.

Le PDRG fournit un cadre pour la planification des compétences, notamment en définissant les compétences susceptibles d'être demandées, en veillant à ce que l'offre soit créée et en s'assurant qu'un cadre d'investissement clair est articulé.

Les exigences en matière de compétences seront différentes pour les États membres importateurs de gaz et pour les États membres exportateurs de gaz. Quant aux États membres importateurs de gaz (c'est-à-dire ceux qui n'ont pas de ressources gazières propres), ils devront avant tout veiller à ce que l'intégration énergétique en aval se produise, ce qui sera déterminé par la politique.

Ainsi, pour ces États membres, la priorité est de développer et de renforcer les compétences et les capacités afin de garantir un alignement politique approprié dans le cadre d'un système énergétique intégré et évolutif. Toutefois, les États membres exportateurs de gaz auront également besoin de compétences dans les domaines de l'exploration et de la production en amont, ainsi que de compétences techniques et réglementaires en aval.

La figure suivante illustre les domaines dans lesquels des compétences seront requises :

²⁴ Le secteur pétrolier et gazier du Ghana, stratégie de développement sectoriel, ILP, 2021

²⁵ Une main-d'œuvre qualifiée pour une croissance forte, durable et équilibrée, OIT 2010

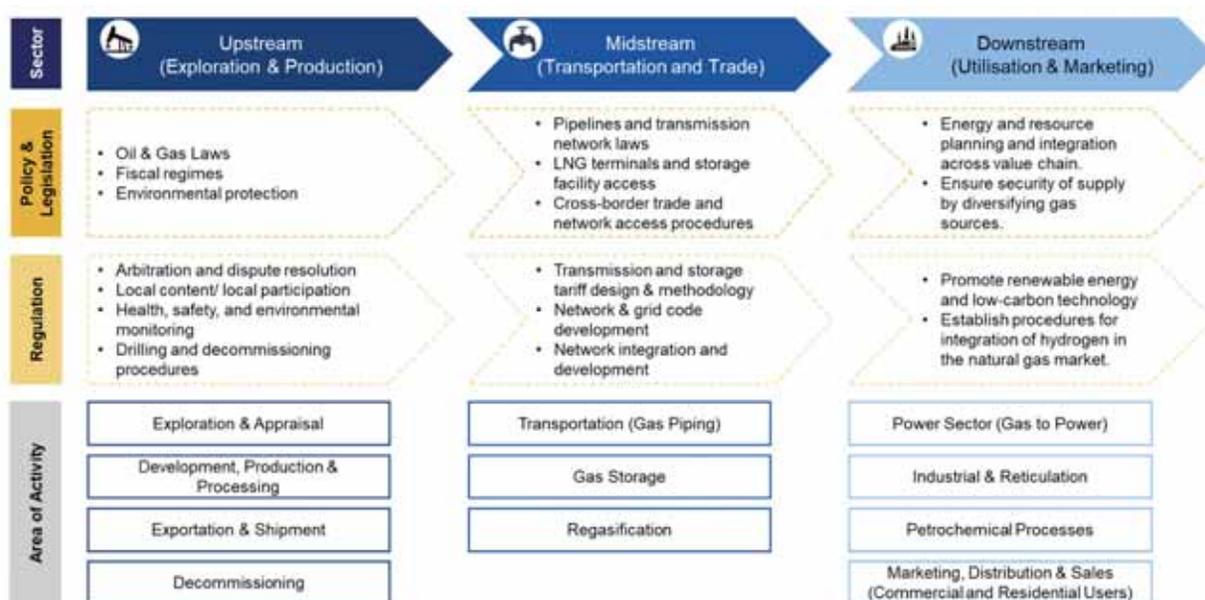


Figure 36: Principaux aspects de la politique, de la législation et de la réglementation dans la chaîne de valeur du gaz naturel

L'objectif du cadre de développement des compétences du PDRG est de fournir un modèle pour lequel les États membres peuvent aligner les initiatives de développement des compétences, en veillant à ce que les besoins en compétences pour le développement du marché du gaz soient pris en compte et satisfaits. En outre, si l'on considère les besoins de développement des compétences des États membres eux-mêmes, il est nécessaire de veiller à ce que les compétences en matière de développement et d'alignement des politiques, de la législation et de la réglementation soient acquises. Le marché régional du gaz ne peut se développer que si les bonnes décisions sont prises au niveau politique, en fournissant la certitude politique nécessaire aux investissements. Cela nécessite des compétences appropriées pour gérer et naviguer dans la complexité associée à la géopolitique de l'énergie et à la transition énergétique. Les orientations politiques, ainsi que les exigences des cadres législatifs et réglementaires, auront un impact significatif sur le développement, l'opérabilité et la rentabilité du marché. Le renforcement des compétences et des capacités conformément à ces exigences fonctionnelles est essentiel pour garantir un alignement approprié des politiques par rapport à un marché régional du gaz intégré et en évolution.

7.7.3. Développement des compétences techniques

Les recommandations suivantes sont formulées pour les initiatives de développement des compétences techniques :

Alignement des systèmes et des politiques

- Collaboration régionale pour définir et anticiper les besoins en compétences du secteur,
- L'intégration de mécanismes permettant d'associer les employeurs et les travailleurs aux décisions concernant l'offre de formation, et
- Suivi et évaluation des résultats de la formation.

Calendrier des initiatives de développement des compétences

- Aligner les initiatives de développement des compétences et l'offre sur la demande en fonction des développements prévus dans le secteur du gaz.

Normalisation et harmonisation régionales grâce à l'établissement de centres d'excellence

- Des normes régionales pour le développement des compétences dans les programmes de l'industrie du gaz et des secteurs connexes, en veillant à ce que les programmes de compétences essentielles soient reconnus au niveau régional, et
- Création de centres d'excellence (CoE) pour les compétences professionnelles, techniques, politiques, réglementaires et managériales spécialisées, afin de fournir des programmes de compétences reconnus au niveau régional.

Transfert de compétences et partage de connaissances au niveau régional

- Utiliser les traités de la SADC et de l'AfCFTA disponibles pour garantir que la main-d'œuvre spécialisée et qualifiée soit librement transférable entre les États membres, et
- Tirer parti de l'expertise régionale et internationale pour renforcer les compétences dans le pays. En d'autres termes, il s'agit de s'assurer que des mécanismes de transfert de compétences sont intégrés lors de l'obtention d'un soutien externe.

Besoins individuels de développement tout au long du cycle de vie

- Prendre en compte les besoins de développement tout au long du cycle de vie, notamment l'enseignement supérieur, la formation professionnelle en cours d'emploi et le développement professionnel continu, et
- La gestion des talents existants en recourant au recyclage et à l'amélioration des compétences en vue de répondre à l'évolution des exigences du secteur, avec le soutien du coaching et du mentorat.

7.8 Dispositions institutionnelles

Les institutions nationales et régionales ont un rôle clé à jouer dans le développement du marché régional du gaz. Ceci en termes d'harmonisation des politiques et des réglementations, de mobilisation des ressources, d'agrégation, d'alignement des principales parties prenantes, de renforcement des capacités et de développement et de gestion des corridors économiques. Le tableau suivant présente les rôles clés des institutions régionales.

Tableau 4: Rôles clés des institutions régionales

	<p>La SADC dispose d'un pouvoir important visant à faciliter et encourager l'harmonisation entre les États membres. Le secrétariat de la SADC et le comité interétatique (régional) du gaz ont un rôle clé à jouer pour faciliter la coopération entre les États membres sur le marché régional du gaz et permettre la mise en œuvre du PDRG. Il est également recommandé qu'ils jouent un rôle moteur dans la convergence des politiques.</p>
	<p>Le rôle actuel de RERA en tant qu'association des régulateurs nationaux est important car il formalise les possibilités d'engagement et de dialogue entre les autorités réglementaires nationales. Le sous-comité de réglementation du gaz, du pétrole et des biocarburants (GPBRS) a également pour mission de faciliter le développement d'infrastructures et de marchés pétroliers et gaziers régionaux qui soient efficaces, fiables, intégrés, harmonisés, durables et favorables aux investissements, dans l'intérêt de la région.</p> <p>La RERA sera transformée en l'Autorité régionale de régulation de l'énergie de la SADC (SARERA). En tant que telle, elle sera une organisation très critique dans la mise en œuvre du RGMP. Il est proposé que la SARERA ait pour rôle de mettre en œuvre les règles de participation au sein de l'agrégateur régional et de contrôler et d'évaluer le respect des règles du marché. Il est également prévu que la SARERA supervise les opérations du pool énergétique au sein du Southern African Power Pool (SAPP), réglemente le commerce régional de l'énergie et facilite l'harmonisation des politiques réglementaires, de la législation, des normes et des pratiques. SARERA devrait fournir un forum pour la médiation des différends concernant l'accès aux installations liées au commerce transfrontalier.</p>
	<p>Le SAPP pourrait jouer un rôle important dans la mise en œuvre du PDRG en améliorant la capacité des projets régionaux du GTP à accéder au pool énergétique régional. Le programme régional d'infrastructures de transport devrait être développé afin de débloquer les contraintes de transport. Cela contribuerait à l'harmonisation et à la normalisation de la participation au réseau SAPP, en introduisant et en adoptant un régime uniforme, transparent et non discriminatoire d'accès ouvert au réseau de transmission régional, en harmonisant les codes de réseau, en développant une méthodologie actualisée de tarification de la transmission pour des mécanismes de partage équitable des bénéfices entre les pays, et en établissant et en rendant opérationnel un mécanisme de financement innovant et durable pour les infrastructures matérielles et logicielles.</p>

	<p>L'objectif de SACREEE est de contribuer à accroître l'accès aux services énergétiques modernes et à améliorer la sécurité énergétique dans la région de la SADC par la promotion de l'adoption, sur la base du marché, des technologies et des services énergétiques liés aux énergies renouvelables (ER) et à l'efficacité énergétique (EE). SACREEE peut jouer un rôle important en alignant la mise en œuvre du PDRG sur les projets régionaux d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique, afin de garantir que le gaz naturel joue un rôle dans la transition de la région vers un avenir sans carbone.</p>
	<p>Le Kafue Gorge Regional Training Centre (KGRTC) est une organisation subsidiaire de la SADC dont la mission est de fournir un environnement centré sur l'apprenant pour l'acquisition d'aptitudes et de compétences dans le domaine des technologies énergétiques.</p> <p>Le KGRTC favorise le développement des compétences dans le secteur de l'énergie dans toute la région de la SADC et peut donc jouer un rôle important dans le renforcement des capacités de la région pour développer une industrie gazière régionale.</p>
	<p>L'objectif primordial du Groupe de la Banque africaine de développement (BAD) est de stimuler le développement économique durable et le progrès social dans ses pays membres régionaux (PMR), contribuant ainsi à la réduction de la pauvreté.</p> <p>La BAD peut jouer un rôle clé dans la mise en œuvre du PDRG en aidant au financement des infrastructures clés et en étant un partenaire actif et un facilitateur de l'investissement privé dans le secteur.</p>
	<p>La Fondation d'entreprise du Nouveau partenariat du développement de l'Afrique (NEPAD) est une organisation à but non lucratif qui coordonne les efforts du secteur privé en faveur de la croissance économique et du développement de l'Afrique, conformément aux domaines thématiques du NEPAD. Le FBN peut jouer un rôle clé dans la mise en œuvre du PDRG en encourageant la coopération et le partenariat entre les gouvernements et les entreprises afin de contribuer à l'élaboration et à la mise en œuvre du plan d'investissement dans l'infrastructure gazière</p>
<p>Groupes ou institutions de gestion des corridors (CMG ou CMI)</p>	<p>L'efficience et l'efficacité d'un corridor économique sont largement déterminées par le rôle joué par l'institution de gestion du corridor (CMI) qui supervise ses opérations. Les CMI joueraient un rôle clé dans la mise en œuvre des corridors économiques et la facilitation des marchés et infrastructures gaziers proposés dans ce rapport.</p>

Il y a également des rôles critiques à jouer au niveau national en vue de libérer le potentiel de gaz naturel de la région et de l'utiliser à des fins de transition énergétique.

Tableau 5: Rôles clés au niveau national

<p>Ministères</p>	<p>Les ministères doivent s'assurer qu'il existe une convergence des politiques et que les politiques et plans énergétiques nationaux permettent de promouvoir l'intégration régionale, la sécurité de l'approvisionnement régional, la diversification du bouquet énergétique régional, la promotion du développement industriel et l'encouragement du secteur privé dans les chaînes de valeur de l'industrie de l'approvisionnement en gaz.</p> <p>Il convient de procéder par étapes, d'abord sur une base bilatérale en utilisant des accords tels que des protocoles d'accord intergouvernementaux ou des traités bilatéraux axés sur des nœuds stratégiques. Les ministères devraient être impliqués dans les premières étapes du développement des corridors économiques proposés et piloter l'élaboration de ces protocoles d'accord.</p>
-------------------	--

Régulateurs nationaux	Les régulateurs nationaux sont des catalyseurs essentiels du PDRG. Ils devraient favoriser l'harmonisation des cadres réglementaires, d'abord au niveau bilatéral le long des corridors définis entre les pays qui échangent du gaz, puis au niveau multilatéral et enfin au niveau régional. Cela devrait se faire en collaboration avec RERA. Il existe toutefois des incohérences régionales entre les mandats des différents régulateurs, notamment en ce qui concerne les infrastructures intermédiaires, ce qui complique la communication et la prise de décision. Il est donc recommandé de s'aligner sur les institutions et les mécanismes réglementaires dans chacun des corridors identifiés.
Associations nationales de l'industrie du gaz	Les associations nationales de l'industrie du gaz peuvent jouer un rôle central pour garantir la sécurité, le renforcement des capacités et la sensibilisation dans le secteur. Ils peuvent le faire en agissant comme un partenariat entre le secteur public et le secteur privé pour promouvoir le secteur et assurer la sécurité et la qualité du gaz naturel. En tant que tels, ils peuvent jouer un rôle essentiel dans la sensibilisation et la compréhension du PDRG dans l'industrie régionale au sens large.

8. INFRASTRUCTURE MATERIELLE

Le développement des infrastructures liées au gaz a été envisagé sur la base d'un corridor, centré sur les sources importantes d'offre et de demande dans la région. Cette démarche s'inscrit dans le droit fil des recommandations formulées lors de la phase I.

La carte ci-dessous présente les différents corridors :

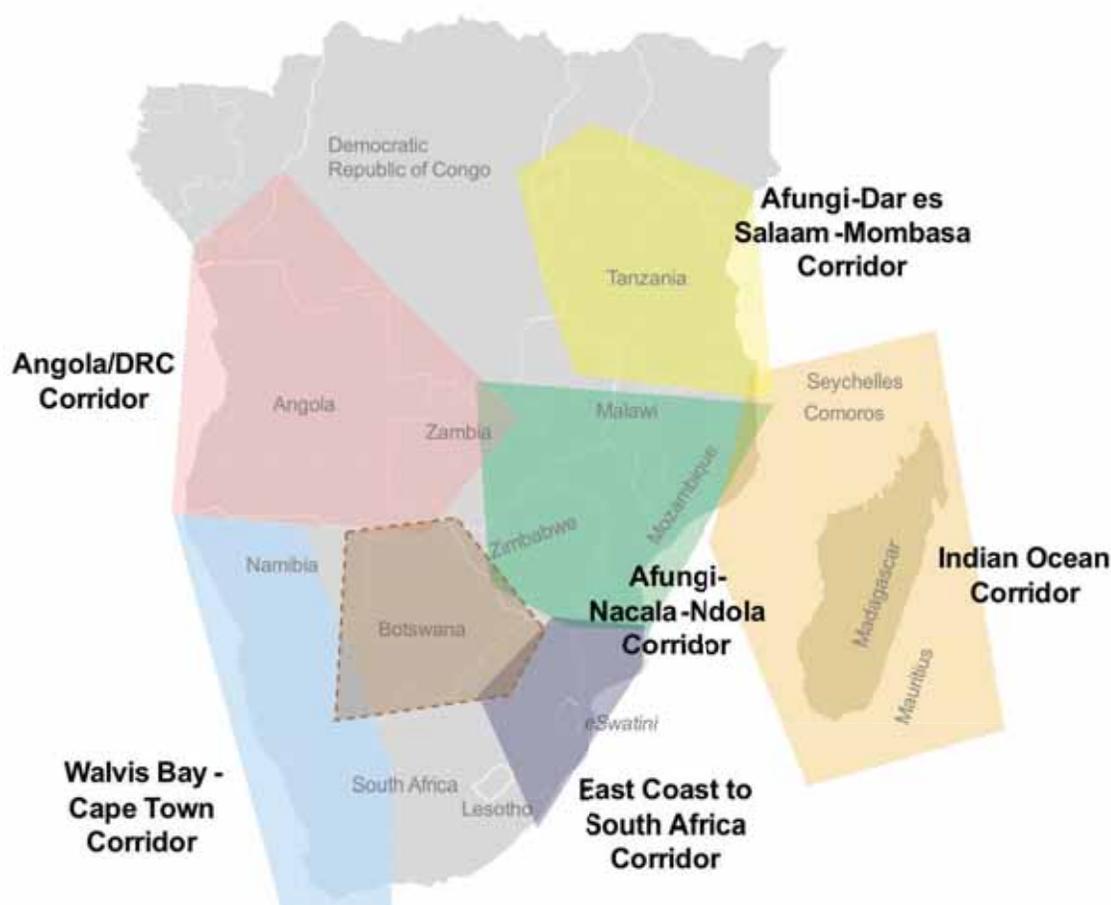


Figure 37: Carte illustrant les corridors économiques

8.1 Les corridors et grappes économiques

8.1.1. Le corridor de la côte Est à l'Afrique du Sud

8.1.1.1 Schéma directeur de l'infrastructure et éléments facilitateurs

Le plan d'infrastructure de ce corridor repose sur le développement d'un terminal d'importation de GNL dans le port de Matola, au Mozambique, en tant que projet d'ancrage initial. Ce projet est essentiel pour garantir la sécurité de l'approvisionnement des centres industriels de l'Afrique du Sud, car l'approvisionnement à partir des gisements du sud du Mozambique commence à décliner. Il existe également un potentiel de développement d'un terminal d'importation de GNL dans le port de Richards Bay pour approvisionner le GTP ainsi que les marchés sud-africains du KwaZulu Natal, mais il s'agirait d'un projet national et non régional.

Une fois cette infrastructure en place, il sera possible d'augmenter l'offre de gaz pour la production d'électricité et la demande latente pour les applications de chauffage industriel, ce qui permettra de remplacer le charbon et de soutenir la croissance.

Tableau 6: Résumé du corridor - Côte Est vers l'Afrique du Sud

Étape 1 - La demande existante crée un point d'ancrage	Mise en place et exigences	Étape 2 - Croissance industrielle
 <p>Infrastructure proposée :</p> <ul style="list-style-type: none"> • FSRU à Matola et Richards Bay • Gazoduc du port de Matola à celui de ROMPCO • Infrastructure électrique de Beluluane à la ligne Motracocane <p>Défis</p>	<p>La demande industrielle et électrique actuelle de ~209 PJ peut servir de point d'ancrage au FSRU lorsque l'approvisionnement en gaz de Pande Temane diminuera</p> <p>La nouvelle demande devrait provenir du secteur de l'électricité d'ici Bay à 2026</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nouveau GTP IPP ~ 25 PJ • Conversion diesel 4-6 PJ • Eskom re-purposing ~5 PJ • Génération embarquée ~10 -20 PJ <p>Infrastructure matérielle</p> <p>Développer l'infrastructure des terminaux d'importation de GNL à Maputo et à Richards Bay</p> <p>Renforcement de l'infrastructure du réseau de Maputo et de Richards Bay</p> <p>Infrastructure immatérielle</p> <p>Modifier la politique pour permettre aux projets régionaux de participer aux programmes IPP de l'Afrique du Sud</p> <p>Veiller à ce que la planification intégrée de l'énergie soit instituée et que l'accent soit mis sur la sécurité et la fiabilité énergétiques régionales</p> <p>L'Afrique du Sud doit recadrer son IRP de manière à inclure l'approvisionnement régional en gaz et à ouvrir son programme d'approvisionnement à cet approvisionnement.</p> <p>L'approvisionnement en gaz nécessite une étude plus approfondie des possibilités de gazoducs</p> <p>Calendrier des projets en fonction du déclin de la maladie de Pande-Temane</p>	<p>Croissance de la demande de chauffage industriel ~15 - 27 PJ d'ici 2030</p> <p>Possibilité de remplacer le charbon dans les applications industrielles ~10 - 20 PJ d'ici 2035</p> <p>Potentiel de croissance de l'utilisation résidentielle du GNC pour remplacer le GPL et l'électricité ~5 PJ</p> <p>Applications énergétiques et industrielles en Eswatini ~10 PJ</p>

Tableau 7: Investissements dans les infrastructures - Corridor entre la côte Est et l'Afrique du Sud

Pays	Type de projet	Titre du projet / Définition	Année	Dépendance	CAPEX (US\$m)
Mozambique	Projet d'électricité	station de production de 400/11 kV avec 3 transformateurs de 1000 MVA	203		237
Mozambique	Projet d'électricité	Nouvelle ligne GTP - Maputo 3x 400 kV (6km)	2030		8
Mozambique	Projet d'électricité	Ligne Maputo - Arnot 400 kV (284 km) avec condensateur série	2030		111
Mozambique	GTP	Centrale électrique de Beluluane	2025		2,334
Mozambique	FSRU	Maputo FSRU	2025		466
Mozambique	Pipeline de Matola	De Maputo à Ressano Garcia	2025		60
Afrique du Sud	FSRU	Richards Bay	2025		252
Afrique du Sud	Pipeline	De Richards Bay à Secunda	2025		1,682

Dépendance Clé	Oui
	Non
	Partiellement

La réussite de ces projets entraînerait une légère diminution de l'empreinte carbone totale de l'ordre de 20 kt par rapport à un scénario dans lequel aucun projet de GNL ne serait mis en œuvre. Cette légère baisse nette est due aux facteurs suivants :

- le passage probable des utilisateurs de gaz industriels à des sources d'énergie à plus forte intensité de carbone si le GNL importé n'est pas disponible ; et
- la possibilité offerte par la plus grande disponibilité du gaz naturel aux industriels et autres consommateurs d'énergie d'abandonner leur utilisation actuelle de sources d'énergie à plus forte intensité de carbone telles que le charbon, le GPL et le diesel.

Ces réductions d'émissions compensent presque entièrement les émissions résultant de la regazéification du GNL et de la production d'électricité.

8.1.1.2 Demande

Les provinces intérieures sud-africaines de Gauteng, Mpumalanga et Free State, ainsi que les provinces méridionales du Mozambique (Inhambane, Gaza et Maputo) consomment environ 489 millions de pieds cubes par jour²⁶ (197 PJ/a), dont 94 millions de pieds cubes par jour (38 PJ/a) sont vendus au Mozambique. L'essentiel de la demande de gaz en Afrique du Sud est destiné au secteur industriel, ce qui est unique.

La production de carburants synthétiques et de produits chimiques à Sasolburg et Secunda (utilisant le procédé Fischer-Tropsch) représente entre 100 et 120 PJ de la demande de gaz naturel et domine la consommation de gaz dans l'intérieur de l'Afrique du Sud. Cette consommation est essentielle à l'ancrage de tout futur développement et importation de gaz.

En outre, 23 PJ²⁷ de gaz riche en méthane (MRG), produit comme sous-produit du processus de transformation du charbon en liquides (CTL) à Secunda, sont vendus dans la province de KwaZulu-Natal.

La croissance future de la demande devrait provenir principalement de l'électricité, avec un total de 4450 MW de nouvelles centrales électriques planifiées au cours de la prochaine décennie. Ces nouvelles centrales électriques seront situées dans le sud du Mozambique, en Eswatini et en Afrique du Sud. En outre, il est possible de convertir au gaz naturel ~3000 MW de capacité de pointe alimentée au diesel et de réaffecter au gaz naturel des centrales au charbon mises hors service.

Bien que cela représente un volume d'énergie très important, les défis majeurs résident à la fois dans la très faible utilisation prévue d'une grande partie de cette capacité (~6000 MW susceptibles de fonctionner à 5-12%²⁸ de la capacité et de consommer ~25-54 PJ/a) ainsi que dans l'incertitude importante quant à leur faisabilité. Seuls les investissements prévus par le GTP dans le sud du Mozambique devraient fonctionner en charge de base avec une demande d'environ 27 PJ/a.

Enfin, si l'Afrique du Sud adopte la voie de la production à moindre coût dans sa prochaine itération de l'IRP²⁹, il pourrait être nécessaire d'ajouter environ 1 000 à 1 500 MW de PGM de valeur moyenne d'ici 2030 et environ 5 000 MW d'ici 2040. Cela nécessiterait 31 PJ de gaz supplémentaires d'ici 2030 et 123 PJ d'ici 2040. Toutefois, pour réaliser ce potentiel, l'Afrique du Sud devra tenir compte des sources régionales potentielles de PTG dans sa planification.

8.1.1.3 Approvisionnement

Cette demande est actuellement satisfaite par les champs de production de Pande-Temane, dans la province d'Inhambane, au sud du Mozambique, transportés par l'oléoduc ROMPCO, comme le montre la figure ci-dessous. Toutefois, l'offre provenant de ces champs devrait commencer à diminuer à partir de 2028³⁰, ce qui nécessiterait des importations, par gazoduc ou GNL, pour maintenir l'offre. En outre, Sasol a notifié le retrait du gaz riche en méthane du marché du KwaZulu Natal d'ici à 2026.

²⁶ Sasol, 20F 2021

²⁷ Sasol, 20F 2021

²⁸ DMRE, 2019. Plan de ressources intégré (IRP2019)

²⁹ DMRE, 2019. Plan de ressources intégré (IRP2019)

³⁰ Sasol, 2022

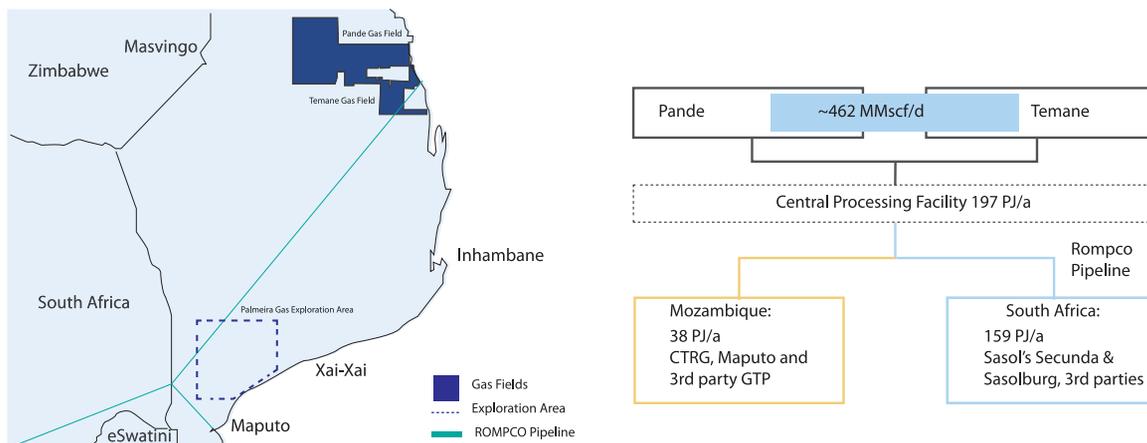


Figure 38: Approvisionnement actuel du sud du Mozambique

L'analyse ci-dessous fournit une comparaison des aspects économiques de l'approvisionnement potentiel en gaz par gazoduc depuis le nord du Mozambique et le sud de la Namibie ou par un terminal GNL générique.

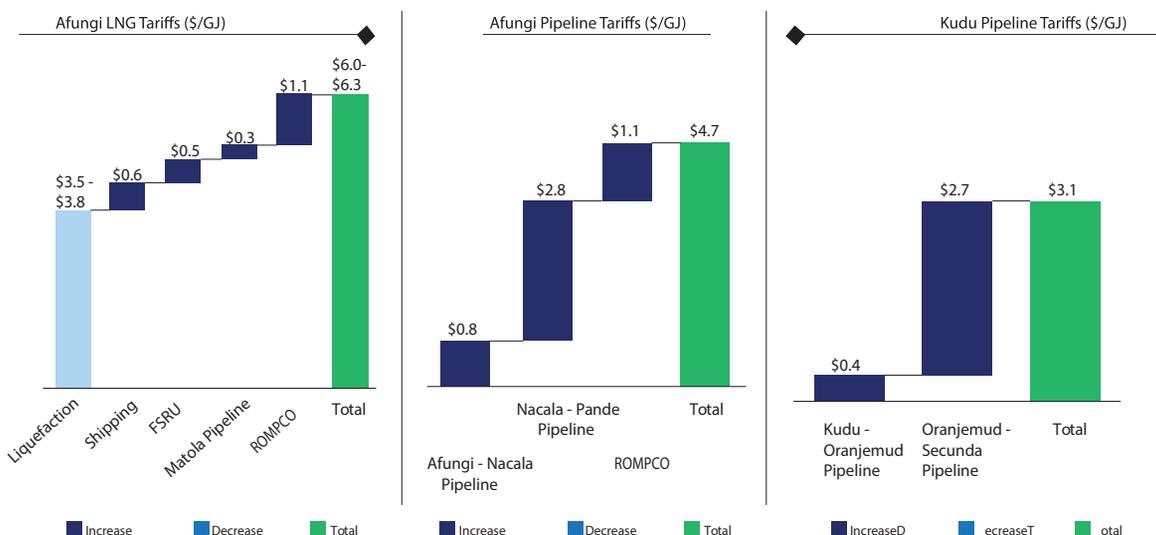


Figure 39: Comparaison des tarifs de transport du gaz naturel vers l'intérieur de l'Afrique du Sud

Bien que l'analyse économique ci-dessus semble indiquer qu'un gazoduc serait plus économique que l'importation de GNL, la flexibilité inhérente au GNL, le risque de verrouillage de l'infrastructure et le temps nécessaire pour développer un gazoduc favorisent tous le GNL comme option d'importation. Par conséquent, il sera important que l'importation de GNL soit considérée comme une priorité à court terme et qu'un éventuel approvisionnement par gazoduc à partir du sud de la Namibie ou du nord du Mozambique soit envisagé comme une option à plus long terme.

Pour fournir le débit nécessaire à l'importation de GNL, une demande industrielle de base sera nécessaire, car la demande d'électricité de pointe envisagée sera trop faible et irrégulière. La seule source de cette importante demande industrielle se trouve à l'intérieur de l'Afrique du Sud. Les ports de Ngqura et de Richards Bay nécessiteraient des investissements substantiels dans de nouvelles infrastructures de transport par pipeline. Maputo devra donc jouer un rôle essentiel en tant que plaque tournante du GNL dans la région. Grâce à la ligne Motraco, Maputo offre une bonne évacuation de l'énergie jusqu'à 2000 MW et peut donc également fournir un site pour l'énergie de pointe. Par conséquent, le port de Maputo doit être considéré comme une option d'approvisionnement en GNL pour l'Afrique du Sud.

Il existe également un potentiel pour une installation d'importation de GNL à Richards Bay pour l'électricité et pour soutenir les clients MRG actuels de Sasol. Le développement de ce terminal pourrait conduire au développement d'un plus grand marché du gaz dans la provincesud-africaine du KwaZulu Natal, mais il s'agira probablement d'un projet national et non régional.

8.1.1.4 Décisions clés et plan d'infrastructure

Il est essentiel que l'Afrique du Sud recadre sa planification en matière d'électricité et d'énergie afin de prendre en compte un éventail plus large de ressources énergétiques dans la région. Cette planification devrait inclure à la fois la perspective d'un approvisionnement en GNL et en GTP de pointe à partir de Maputo, ainsi qu'un GTP de mérite moyen à partir du Mozambique et de la Namibie.

Cette approche permettra à l'Afrique du Sud de débloquer les ressources abondantes et hautement compétitives du programme GTP dans la région. En retour, cela peut permettre au pays de passer à la filière de production la moins coûteuse dans l'IRP et permettre des volumes d'énergie renouvelable beaucoup plus importants. Le reste de la région peut également bénéficier de l'ancrage d'un grand développement GTP qui peut être mis à profit pour favoriser un meilleur accès à l'énergie et un développement basé sur le gaz.

8.1.1.5 Projets supplémentaires

Dans ce corridor, les projets suivants, de moindre envergure, sont en cours de réalisation et doivent être pris en compte dans le cadre du plan directeur :

- Champ de Virginia Gas. La réserve comprend des réserves d'environ 0,2 TCF de méthane au niveau 1P et d'environ 0,4 TCF de méthane au niveau 2P. Le méthane est associé à ~0,07 TCF d'hélium à 1P et ~0,14 TCF³¹ à 2P. Le champ est exploité pour produire de l'hélium et commercialiser le méthane sous forme de GNL.
- Champ gazier d'Amersfort. Il s'agit d'un gisement de méthane de houille et de gaz conventionnel dont les ressources contingentes s'élèvent à 4,9 TCF. Ce projet est développé par Kinetiko Energy et prévoit un programme d'exploration de cinq puits de base entre le quatrième trimestre 2022 et l'année civile 2023.
- Bassin de Durban. Un programme de forage devait être lancé par Sasol et ENI, mais il a fait l'objet de contestations et de retards importants sur le plan environnemental.
- Outre ces développements en Afrique du Sud, plusieurs régions du sud du Mozambique et du Zimbabwe, notamment le PT-5C, le bloc 16/19, le bassin du Zambèze, le bassin d'Angoche et le bassin de Caborra Bassa, font l'objet de travaux d'exploration. Jusqu'à présent, aucune découverte n'a été faite dans l'une ou l'autre de ces zones d'exploration.

8.1.1.6 Recommandations

Pour exploiter tout le potentiel que recèle ce corridor pour débloquer l'économie du gaz dans la région, les décisions et investissements clés suivants seront nécessaires :

1. L'Afrique du Sud doit mettre à jour son IRP, y compris l'approvisionnement régional en GTP.
2. Les options d'approvisionnement régionales du GTP devraient être autorisées à soumissionner dans le cadre du programme IPP pour le gaz sud-africain.
3. L'appel d'offres pour la production d'électricité à partir de GNL doit préciser clairement le niveau de disponibilité requis et les délais de préavis afin d'éviter que les importateurs de GNL et les promoteurs de la production intégrée de gaz n'aient une aversion excessive pour le risque et de garantir ainsi une solution optimale pour la production d'électricité à partir de GNL. Ceci devrait être basé sur une compréhension claire des risques qui seront acceptés par l'opérateur du système et de ceux qui doivent être atténués par l'IPP.
4. Il sera nécessaire d'investir dans l'infrastructure du gazoduc reliant Matola au gazoduc de ROMPCO.
5. Investissement dans l'infrastructure électrique de Beluluane à la ligne de Motraco et renforcement éventuel de la centrale électrique de Motraco pour assurer le maintien de la redondance n-1.

Voir les exigences en matière de développement des infrastructures en annexe.

8.1.2. Le corridor Afungi-Nacala-Ndola

8.1.1.7 Schéma directeur de l'infrastructure et éléments facilitateurs

Le corridor Afungi-Nacala-Ndola est soutenu par un investissement dans une installation GTP à grande échelle à Nacala, qui alimente le marché sud-africain de l'électricité. Cette importante centrale électrique et la demande de gaz associée sont nécessaires pour soutenir le développement d'un gazoduc d'Afungi à Nacala qui, à son tour, peut faciliter le développement d'un centre gazier à Nacala.

Cette plaque tournante peut alors jouer un rôle essentiel pour permettre le développement de l'approvisionnement en gaz de diverses installations manufacturières dans le nord du Mozambique, au Malawi et en Zambie. En fonction du prix du gaz et des incitations fiscales, l'approvisionnement en gaz de Nacala pourrait constituer la base d'une production d'engrais à grande échelle.

³¹ Reenergy, 2022

Tableau 8: Résumé du corridor : Afungi-Nacala-Ndola

 <p>Infrastructure proposée :</p> <ul style="list-style-type: none"> • le gazoduc d'Afungi à Nacala • Mise en service des installations GTP à Afungi et Nacala <p>Exploiter l'infrastructure existante :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Infrastructures routières : Mozambique, Malawi et Zambie 	<p>Étape 1 : Un grand GTP crée une ancre</p> <p>Développer le GTP de Nacala de ~900 MW en s'appuyant sur la demande sud-africaine</p> <p>Objectif de remplacement du diesel et du fioul lourd (HFO) pour 190 MW de production d'électricité au Malawi et en Zambie</p>	<p>Mise en place et exigences</p> <p>Infrastructure matérielle Veiller à ce que les installations terrestres de GNL des zones 1 et 4 soient mises en place</p> <p>Développer l'oléoduc Afungi-Nacala</p> <p>Renforcement de l'infrastructure du réseau électrique de Nacala au réseau SAPP</p> <p>Développer le centre gazier de Nacala en y intégrant 1 GW GTP, du GNL et du GNC à petite échelle</p> <p>Veiller à ce que l'infrastructure soit à double usage pour l'hydrogène et le gaz naturel</p> <p>Infrastructure immatérielle Permettre aux projets régionaux de participer aux programmes IPP de l'Afrique du Sud.</p> <p>Accords bilatéraux entre le Mozambique et la Zambie</p>	<p>Étape 2 : Débloquent la consommation de gaz dans l'industrie</p> <p>À court/ moyen terme Charbon/ HFO/ LPG déplacés des installations industrielles existantes ~15 - 60 PJ</p> <p>Approvisionnement d'une nouvelle usine sidérurgique potentielle dans la province de Tete ~5 - 10 PJ</p> <p>Débloquent les investissements dans l'ammoniac et les engrais à l'échelle mondiale* ~28-29 PJ</p> <p>Long terme Créer une opportunité pour le Mozambique de se positionner en tant que premier fournisseur mondial d'hydrogène bleu</p> <p><small>*Nécessite un prix du gaz et des incitations fiscales très avantageux</small></p>
	<p>Défis/Risques</p> <p>Absence d'options d'approvisionnement régional dans la planification énergétique nationale</p> <p>Manque d'accessibilité, de cohérence et de transparence dans les tarifs de transfert entre les différents réseaux de distribution d'électricité.</p> <p>Développement en temps voulu des projets GNL des zones 1 et 4 pour assurer l'allocation nécessaire au marché intérieur</p>		

Tableau 9: Investissements en infrastructures - Corridor Afungi-Nacala-Ndola

Pays	Type de projet	Titre du projet / Définition	Année	Dépendance	CAPEX (US\$m)
Mozambique	Projet d'électricité	poste de Nacala 220/110 kV	2026		49
Mozambique	Projet d'électricité	1x220 kV ligne Nacala-Namialo (100)	2026		35
Mozambique	Projet d'électricité	1x220 kV baie de ligne à Namialo	2026		1
Mozambique	Projet d'électricité	poste de Nacala 220/110 kV	2026		54
Mozambique	Projet d'électricité	1x220 kV ligne Nacala-Namialo (100)	2026		69
Mozambique	Projet d'électricité	2x220 kV baie de ligne à Namialo	2026		2
Mozambique	Projet d'électricité	1x220 kV 75 Mvar Shunt Capacitator Nacala	2026		2
Mozambique	GTP	GTP (+ 650 MW)	2026		759
Mozambique	GTP	GL Africa Energy Plant	2023& 2026		292
Mozambique	Pipeline	D'Afungi à Nacala	2026		1015
Mozambique	Pipeline	De Nacala à Pande-Temane	2026		3299
Mozambique	Usine industrielle	Baobab Resources - Usine de production d'acier et de vanadium			
Mozambique	Du gaz aux produits de base	Cimenterie de Niassa, Chimbonila, Niassa	2022		20

Dépendance Clé	Oui
	Non
	Partiellement

La mise en œuvre réussie de ce plan se traduira par une réduction nette des émissions de GES d'environ 700 kt par rapport à un scénario de référence fondé sur le statu quo. Cette réduction des émissions totales peut être attribuée aux éléments suivants :

1. Remplacement des matières premières plus polluantes telles que le diesel et le HFO dans les installations de production d'électricité en Zambie, au Malawi et au Mozambique,
2. Le remplacement du charbon, du GPL et du diesel comme combustibles de chauffage industriel, et,
3. Éviter la nécessité de liquéfier et d'expédier le gaz utilisé au niveau national sous forme de GNL.

Ces réductions nettes des émissions de GES par rapport au scénario de référence compensent largement les émissions supplémentaires qui résulteront de la compression et du transport du gaz, ainsi que du développement des nouvelles installations de GTP à Nacala.

8.1.1.8 Approvisionnement

Ce corridor gazier est rendu possible par les importantes réserves de gaz (174 TCF in situ et 126 TCF récupérables) dans les zones 1 et 4 du bassin de Rovuma²⁶.

Ces réserves seront développées grâce à l'exportation de GNL en eaux profondes, avec une capacité totale d'environ 31 millions de tonnes de GNL qui devrait être développée au cours de la première vague. Bien que la quasi-totalité de la production de ces champs ait fait l'objet d'un contrat, il est prévu de fournir au marché intérieur un total de 400 millions de pieds cubes par jour en deux phases (100 millions de pieds cubes par jour + 300 millions de pieds cubes par jour). Sur ce volume, 100 millions de pieds cubes par jour seront disponibles au démarrage des unités de liquéfaction du projet Mozambique LNG.

Les 300 millions de pieds cubes de gaz restants seront mis à disposition à une date ultérieure. Comme pour la zone 1, les concessionnaires de la zone 4 se sont engagés à fournir 500 millions de pieds cubes de gaz par jour au marché intérieur du Mozambique, en deux phases (150 millions de pieds cubes par jour + 350 millions de pieds cubes par jour). Les 150 millions de pieds cubes de gaz par jour seront mis à disposition lors du démarrage des unités de liquéfaction du projet Rovuma LNG. Les 350 millions de pieds cubes de gaz restants seront mis à disposition à une date ultérieure.

Il sera toutefois essentiel que des projets crédibles d'enlèvement soient développés, fournissant à la fois le volume et l'économie nécessaires pour offrir une option de monétisation alternative et crédible au GNL exporté.

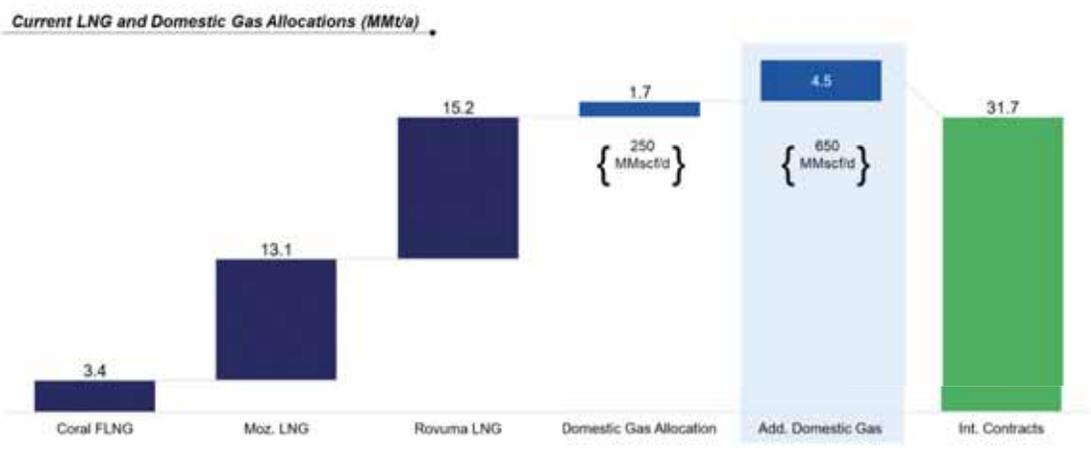


Figure 40: Terminaux GNL actuels et allocation de gaz domestique

Au-delà de ces projets initiaux de GNL, les réserves sont suffisantes pour que le Mozambique puisse développer 60 à 90 millions de tonnes par an de GNL. L'agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit que la demande asiatique de GNL en provenance d'Afrique pourrait atteindre jusqu'à 60-70 millions de tonnes d'ici 2050 dans un scénario de faible transition énergétique. Étant donné l'emplacement stratégique idéal du bassin de Rovuma pour desservir ce marché, le Mozambique pourrait accueillir 5 à 8 trains de GNL supplémentaires (24-39 MMt/a) d'ici 2050. En supposant des allocations similaires de gaz domestique, il est possible que les futurs développements de GNL puissent atteindre 1300 MMscf/d d'allocation de gaz domestique d'ici 2050.

²⁶ INP, 2022

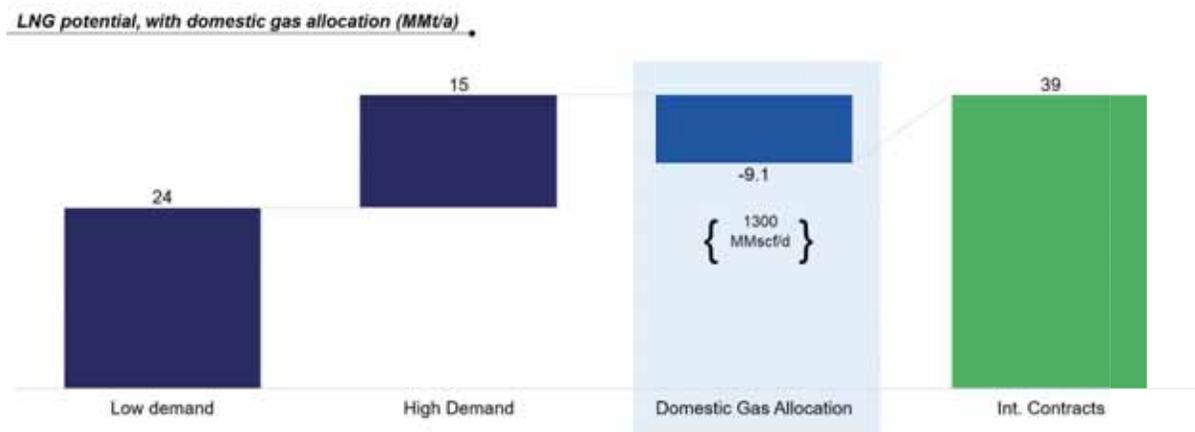


Figure 41: Terminaux GNL supplémentaires potentiels et allocation de gaz domestique

Par ailleurs, en fonction de l'ampleur et du rythme de la transition énergétique, il est possible que le bassin de Rovuma renferme des réserves de gaz non exploitées. La figure ci-dessous présente les réserves potentielles de gaz qui seront encore en place en 2050 dans l'hypothèse du déploiement du GNL décrit ci-dessus. Toutefois, si le monde passe de manière agressive à des émissions nettes nulles, l'AIE a déclaré qu'aucun autre gaz, autre que les développements déjà sanctionnés, ne devrait être produit. Dans ce cas, le Mozambique pourrait avoir des réserves de gaz inexploitées de 120 à 130 tcf in situ.

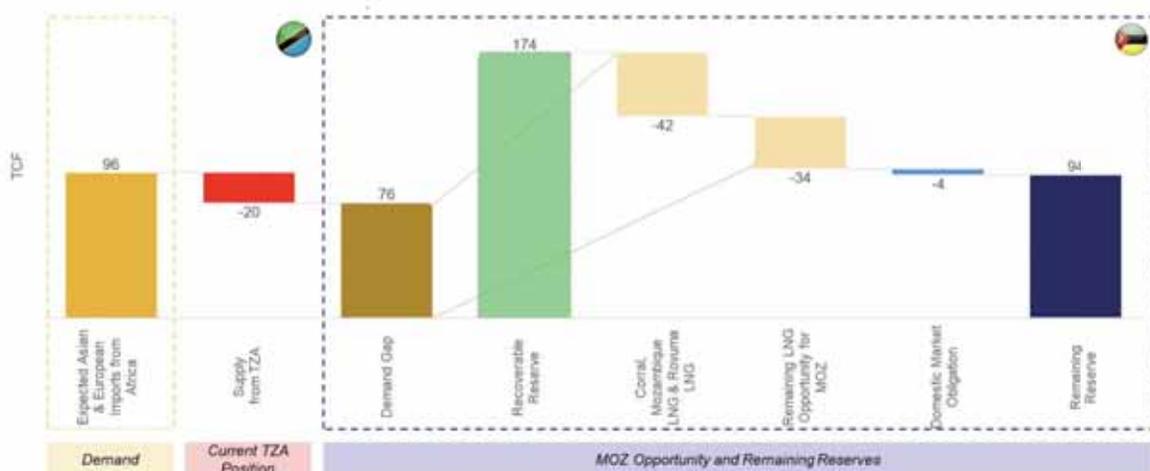


Figure 42: Gaz potentiellement inexploité

Tout cela indique que le Mozambique se trouve dans une position très avantageuse en matière d'approvisionnement en gaz et qu'il est essentiel qu'il accélère ses projets d'exportation de GNL.

8.1.1.9 Demande

L'objectif principal de l'analyse de la demande est de déterminer la demande potentielle qui peut être assurée pour utiliser l'allocation de gaz domestique des projets Mozambique et Rovuma LNG. Cela pourrait créer l'infrastructure qui peut à son tour être exploitée pour utiliser l'offre supplémentaire lorsqu'elle devient disponible. Pour ce faire, on a identifié les principaux nœuds de demande qui, à l'horizon 2026-2030, peuvent potentiellement soutenir le développement d'infrastructures et d'une économie gazière.

Le port de Nacala constitue le premier nœud important de la demande. L'importance de ce nœud réside dans sa connexion, notamment par la route, aux centres de population, d'exploitation minière et d'industrie du sud du Malawi, de la province de Tete et de la Zambie.

Nous sommes convaincus que Nacala peut s'établir comme un nœud clé pour la production de GTP totalisant 1 000 MW d'ici 2030. Cette production pourrait représenter 31 PJ/a de la demande de gaz. Si l'on y ajoute la demande industrielle potentielle de Nacala ainsi que la demande du sud du Malawi et de la ceinture de cuivre zambienne, une demande potentielle de 80 PJ pourrait être débloquée.

développement d'un gazoduc d'Fungi à Nacala, l'approvisionnement supplémentaire étant assuré par la fourniture de gaz naturel comprimé par camion et par chemin de fer. Au fil du temps, à mesure que ce marché se développe, un gazoduc pourrait être envisagé.

Pour permettre le développement d'une installation GTP d'une telle envergure, et donc du pôle gazier complet de Nacala, il sera essentiel que les marchés régionaux de l'électricité s'ouvrent à l'approvisionnement en électricité du nord du Mozambique. L'IRP sud-africain joue un rôle essentiel à cet égard.

Actuellement, l'absence de tarifs de transit facilement accessibles, cohérents et transparents sur les différents réseaux électriques constitue une contrainte potentielle. Cette carence ajoute un temps et une complexité inutiles au processus de développement des projets, ce qui entrave les investissements dans les infrastructures électriques. Il sera important que ces tarifs de transit standardisés et transparents soient établis dans toute la région, parallèlement à un code de réseau harmonisé.

L'IRP sud-africain prévoit actuellement le gaz uniquement pour les besoins de pointe en raison du manque de disponibilité du gaz. Cependant, si la planification énergétique en Afrique du Sud s'ouvre aux options d'approvisionnement régional, des ressources en gaz plus importantes et plus économiques peuvent être débloquées. La figure ci-dessous présente les avantages en termes de coûts que le GTP fourni par Nacala aurait par rapport au GNL importé en Afrique du Sud.

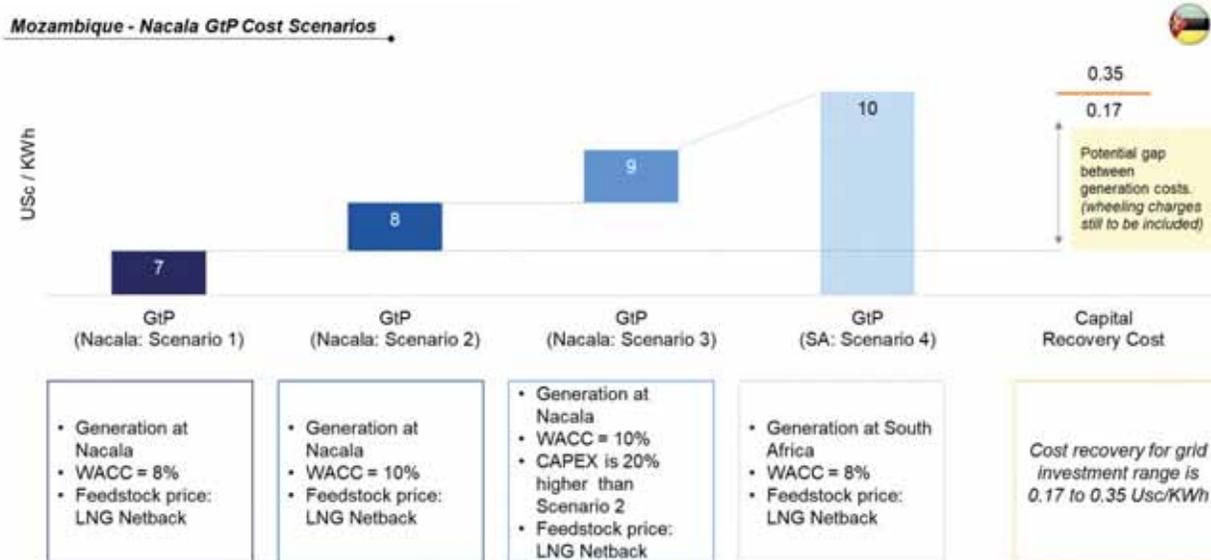


Figure 43: Mozambique - Nacala Scénarios GTP

Toutefois, pour débloquer ce programme, il faudra investir environ 128 millions de dollars US dans le renforcement du réseau de distribution d'électricité de Nacala à Namialo.

La possibilité existe, étant donné les grands volumes de gaz disponibles dans le bassin de Rovuma, de développer des installations de GTL, d'engrais ou de méthanol. Cependant, toutes ces technologies nécessiteraient des prix du gaz au sol inférieurs à 3 USD/GJ et d'importantes incitations fiscales. Par conséquent, si le gouvernement mozambicain considère ces technologies comme des priorités stratégiques, il devra engager des ressources importantes pour les mettre en œuvre.

Si les projets proposés sont menés à bien, le Mozambique devrait être en mesure d'utiliser une grande partie, voire la totalité, de son allocation initiale de gaz domestique.

Il existe d'autres possibilités pour le Mozambique de tirer parti des exportations vers le sud du Mozambique et l'Afrique du Sud ainsi que vers la Tanzanie pour utiliser les volumes de gaz restants. En outre, l'infrastructure peut être mise à profit en vue d'exploiter d'autres allocations de gaz domestique de manière à répondre à l'ensemble des besoins de l'Afrique du Sud dans le cadre du GTP à moyen terme d'ici 2040.

À plus long terme, le Mozambique devrait surveiller et étudier la possibilité de produire de l'hydrogène sans émission grâce à la capture et au stockage du carbone (CCS) comme moyen de monétiser les ressources gazières très importantes qui resteront probablement en place jusqu'en 2050.

8.1.1.10 Décisions clés et plan d'infrastructure

Le développement d'un GW de GTP à Nacala est essentiel à l'exécution de la feuille de route pour le gaz dans ce corridor. Cela permettra de faire de Nacala une plaque tournante du gaz qui pourra soutenir le développement du gaz domestique et l'exportation de gaz vers le Malawi et la Zambie.

La capacité de la production d'électricité du Mozambique à accéder aux marchés régionaux, notamment l'Afrique du Sud, est essentielle au développement de ce GTP. Il sera donc important que l'Afrique du Sud reformule son IRP en tenant compte de l'approvisionnement régional en gaz et ouvre son programme d'approvisionnement à cet approvisionnement.

8.1.1.11 Recommandations

L'étape la plus importante consiste à s'assurer que l'avantage significatif en termes de coûts de la production d'électricité à partir du gaz dans le nord du Mozambique est exploité pour fournir de l'électricité à la région, en particulier à l'Afrique du Sud, sur une base de mérite moyen.

Pour ce faire, les décisions et investissements clés suivants sont nécessaires :

1. Les projets de GNL à terre de la zone 1 et de la zone 4 doivent être accélérés afin que le gaz naturel soit disponible à terre dans les meilleurs délais. Cela nécessitera des interventions politiques et sécuritaires.
2. Les pays de la région doivent actualiser leurs plans d'électricité pour tenir compte de la possibilité d'un approvisionnement régional en GTP à des prix inférieurs au coût du GNL importé ;
3. Des tarifs de transit standardisés et transparents devraient être établis pour toutes les compagnies d'électricité de la région afin de faciliter les investissements dans les projets électriques ;
4. Les pays doivent finaliser les décisions politiques qui ouvriront la voie à une plus grande importation de l'approvisionnement régional en électricité ;
5. La planification et l'achèvement des évaluations environnementales nécessaires ainsi que le financement de l'infrastructure critique du réseau électrique qui renforce le réseau électrique de Nacala dans le réseau SAPP doivent être finalisés.
6. La planification et le financement d'un gazoduc reliant Afungi à Nacala doivent être finalisés.

Voir les exigences en matière de développement des infrastructures en annexe.

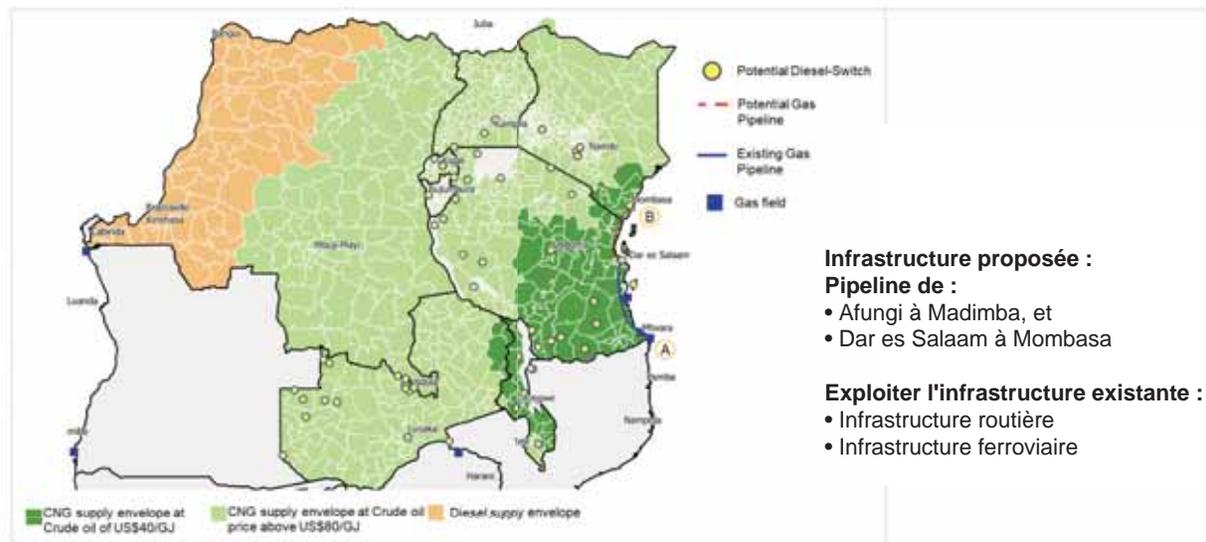
8.1.3. Le corridor Afungi-Dar es Salaam-Mombasa

8.1.1.12 Schéma directeur de l'infrastructure et éléments facilitateurs

Le corridor Afungi-Dar es Salaam-Mombasa est soutenu par deux investissements clés. La première consiste à accélérer le développement du GNL offshore dans les blocs 1, 2 et 4 et à veiller à ce qu'un cadre approprié d'approvisionnement en gaz domestique soit établi et approuvé. La seconde consiste à construire un gazoduc qui reliera les gisements de gaz du Mozambique au gazoduc de Mtwara.

Une fois ces investissements réalisés, la sécurité de l'approvisionnement en gaz permettra de poursuivre le développement d'autres GTP et d'étendre l'approvisionnement en gaz à une grande partie de l'Afrique de l'Est, au Malawi et à la Zambie par le biais du GNL et du GNC à petite échelle, ce qui constituera la base du développement des marchés du gaz dans ces pays jusqu'à ce que les gazoducs puissent être développés de manière rentable.

Tableau 10: Résumé du corridor : Afungi-Dar es Salaam-Mombasa, Malawi, Zambie et Ouganda



Étape 1 : Garantir l'approvisionnement pour répondre à la demande actuelle	Mise en place et exigences	Étape 2 : Alimentation de la culture et utilisation industrielle	Défis/Risques
<p>La demande actuelle en Tanzanie se situe entre 52 et 60 GJ/a, principalement pour l'électricité</p> <p>L'offre terrestre risque de diminuer d'ici à 2030</p> <p>Veiller à ce que les projets de GNL soient accélérés et garantir un approvisionnement intérieur favorable</p> <p>Garantir l'approvisionnement en gaz du Mozambique</p> <p>Fourniture d'énergie de base au Kenya par le biais du GTP</p>	<p>Infrastructure matérielle Investir dans un gazoduc reliant Afungi à Madimba</p> <p>Renforcement de l'infrastructure du réseau pour permettre la croissance continue du GTP</p> <p>Enquête sur l'oléoduc Dar es Salaam-Mombasa</p> <p>Veiller à ce que l'infrastructure soit à double usage pour le gaz et l'hydrogène</p> <p>Infrastructure immatérielle Obtenir des obligations d'approvisionnement national favorables de la part de Tanzania LNG</p> <p>Accord bilatéral entre la Tanzanie et le Mozambique pour la fourniture de gaz</p>	<p>À court/ moyen terme Besoins supplémentaires en électricité ~76 PJ d'ici 2030</p> <p>Croissance de la demande industrielle de ~14 PJ</p> <p>Demande potentielle au Kenya Déplacement du diesel ~16 PJ Nouvelle puissance ~14 PJ Demande industrielle ~30 PJ</p> <p>Long terme Utiliser l'approvisionnement à long terme en hydrogène bleu provenant des grandes réserves de Rovuma</p>	<p>Livraison tardive du GNL tanzanien et incapacité à assurer l'approvisionnement national à partir de ressources offshore</p> <p>Absence d'accord formel entre la Tanzanie et le Mozambique sur l'approvisionnement en gaz</p> <p>Manque de volonté des consommateurs de s'engager dans la demande de gaz en raison de l'incertitude de l'offre</p>

Tableau 11: Investissements en infrastructures - Corridor Afungi-Dar-es-Salaam-Mombasa

Pays	Type de projet	Titre du projet / Définition	Année	Dépendance	CAPEX (US\$m)
Tanzanie	Projet d'électricité	jeu de barres 400 kV avec 3 baies d'alimentation à Masasi	2030		6
Tanzanie	Projet d'électricité	jeu de barres 400 kV avec 3 baies d'alimentation à Masasi	2030		6
Tanzanie	Projet d'électricité	Station de transmission 400/220 kV avec 1x500 MVA transformateurs	2030		2
Tanzanie	Projet d'électricité	1x400 kV ligne Lindi-Masai (141 km)	2030		0
Tanzanie	Projet d'électricité	1x400 kV ligne Masasi-Tunduru (194 km)	2030		0
Tanzanie	Projet d'électricité	1x400 kV ligne Tunduru-Songea (230 km)	2030		0
Tanzanie	Pipeline	D'Afungi à Madimba	2027		93
Kenya	Pipeline	De Dar es Salaam à Mombasa	2027		619

Dépendance Clé	Oui
	Non
	Partiellement

8.1.1.13 Demande

La Tanzanie dispose d'une industrie d'approvisionnement en gaz variant entre 180 et 200 millions de pieds cubes par jour³³ (69 GJ/a et 77 GJ/a), avec des prévisions de croissance substantielle.

Le plan directeur du système électrique tanzanien nécessite une nouvelle capacité nette de 5713 MW pour le GTP d'ici 2044, ce qui ajoute environ 431 millions de pieds cubes par jour (environ 173 GJ/a) à la demande de gaz d'ici 2040.³⁴ Ces prévisions de la demande sont toutefois fondées sur des hypothèses de croissance agressives.

La Tanzanie est également confrontée à une limitation potentielle de l'approvisionnement en gaz à partir de ses réserves terrestres actuelles. Nous avons donc axé l'analyse sur la compréhension de ce qui est nécessaire au maintien de la demande tanzanienne actuelle et à la croissance potentielle de la demande du GTP et de la demande industrielle jusqu'en 2030. La figure ci-dessous présente le profil d'allocation du gaz domestique en Tanzanie.

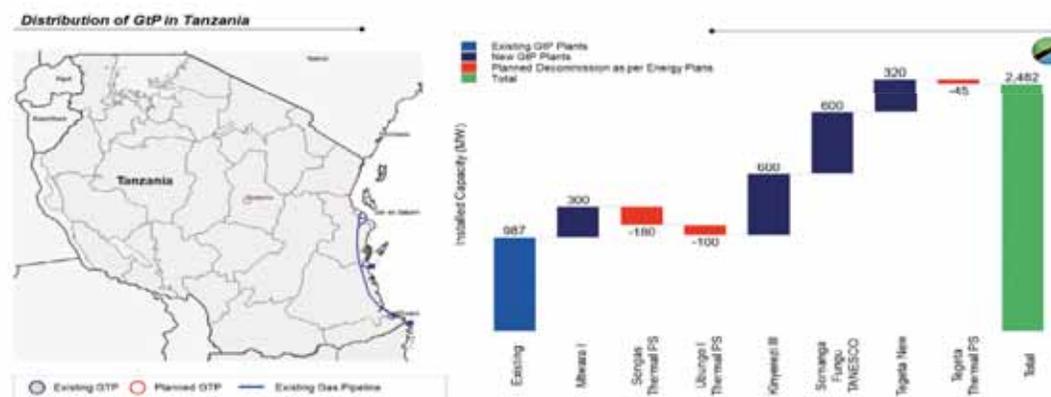


Figure 44: Profil d'allocation du gaz domestique en Tanzanie

³³ Ministère tanzanien de l'énergie et des minéraux

³⁴ Tanzania Power Development Master plan, 2021

En outre, il existe un potentiel d'augmentation de la demande de gaz de la part de l'industrie ainsi que des possibilités d'exportation de gaz vers le Kenya, la RDC, l'Ouganda et le Malawi, ce qui pourrait soutenir une demande supplémentaire comprise entre 40 et 90 PJ/a. La Tanzanie a récemment signé un protocole d'accord avec l'Ouganda pour la fourniture de gaz, lié à l'oléoduc est-africain, et est en train de finaliser des protocoles d'accord avec le Malawi et la Zambie pour la fourniture de gaz.

8.1.1.14 Approvisionnement

8.1.1.14.1 Réserves de gaz

Le plan directeur d'utilisation du gaz naturel tanzanien (TGUMP) indique des ressources gazières totales en place d'environ 57,5 TCF, dont 10,41 TCF à terre et 47,13 TCF en mer³⁵. Toutefois, sur la base d'une analyse des informations communiquées par les entreprises, nous estimons que les réserves totales sont de l'ordre de 40 à 44 TCF. Le détail est illustré dans la figure ci-dessous :

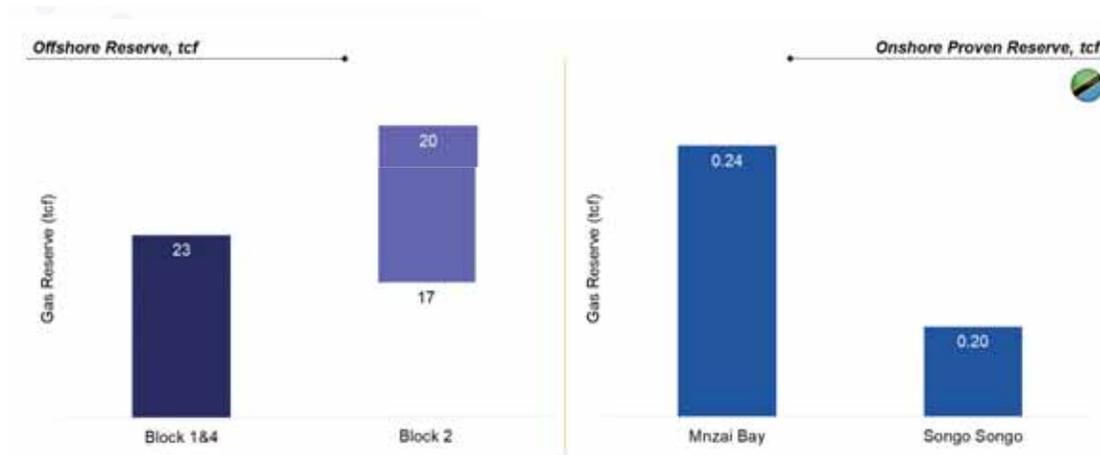


Figure 45: Réserves de gaz en Tanzanie, TCF

Les ressources en mer sont toutes situées en eaux profondes, à des profondeurs de 2,5 km et à environ 100 km au large. Dans l'hypothèse d'une récupérabilité de 60 à 70 %, cela impliquerait des ressources en gaz récupérables de 30 tcf en mer. Outre Songo Songo et Mnzai Bay, les ressources les plus importantes se trouvent dans le bassin de Ruvu, avec une découverte de 2,17 TCF de ressources gazières possibles en 2016³⁶. Ces ressources sont encore en cours d'évaluation grâce aux données sismiques 3D récemment acquises.³⁷

8.1.1.14.2 Offre actuelle et offre future potentielle

Collectivement, les gisements de gaz terrestres fournissent au pays 180 à 200 millions de pieds cubes^{38 39} de gaz par jour. L'un des principaux risques identifiés dans le plan directeur d'utilisation du gaz tanzanien (TGUMP) et dans l'analyse réalisée pour ce rapport est que ces champs risquent d'être épuisés entre 2028 et 2033.

En l'absence de nouveaux succès d'exploration à terre ou d'augmentation de l'offre, la Tanzanie devra s'approvisionner sur son territoire à partir des réserves offshore. Il sera donc essentiel d'accélérer le développement de ces domaines. Néanmoins, étant donné la profondeur et la distance de ces réserves par rapport à la côte, seule l'exportation de GNL peut constituer un moyen commercialement viable de développer ces gisements.

Sur la base d'une analyse des réserves récupérables dans les blocs offshore, la Tanzanie pourrait soutenir la production de 15 à 20 millions de tonnes par an de GNL pendant une période de 30 ans, les annonces récentes concernant TLNG laissant présager un développement de 15 millions de tonnes par an⁴⁰. Cela nécessiterait d'allouer environ 25 TCF à la production de GNL, alors que le TGUMP prévoit une demande d'environ 11,1 TCF pour le GNL. Selon les indications actuelles, l'allocation de gaz domestique provenant des projets TLNG serait de 200 millions de pieds cubes par jour⁴¹.

³⁵ République-Unie de Tanzanie, 2016. Plan directeur d'utilisation du gaz naturel (2016-2045)

³⁶ Groupe Dodsall, 2016

³⁷ Ministère de l'énergie et des minéraux de la République-Unie de Tanzanie

³⁸ Wentworth Resources, 2021

³⁹ Orca, 2021

⁴⁰ Standard Bank Tanzania LNG Rapport macroéconomique

⁴¹ Standard Bank Tanzania LNG Rapport macroéconomique

Diminution potentielle de la disponibilité du gaz à terre

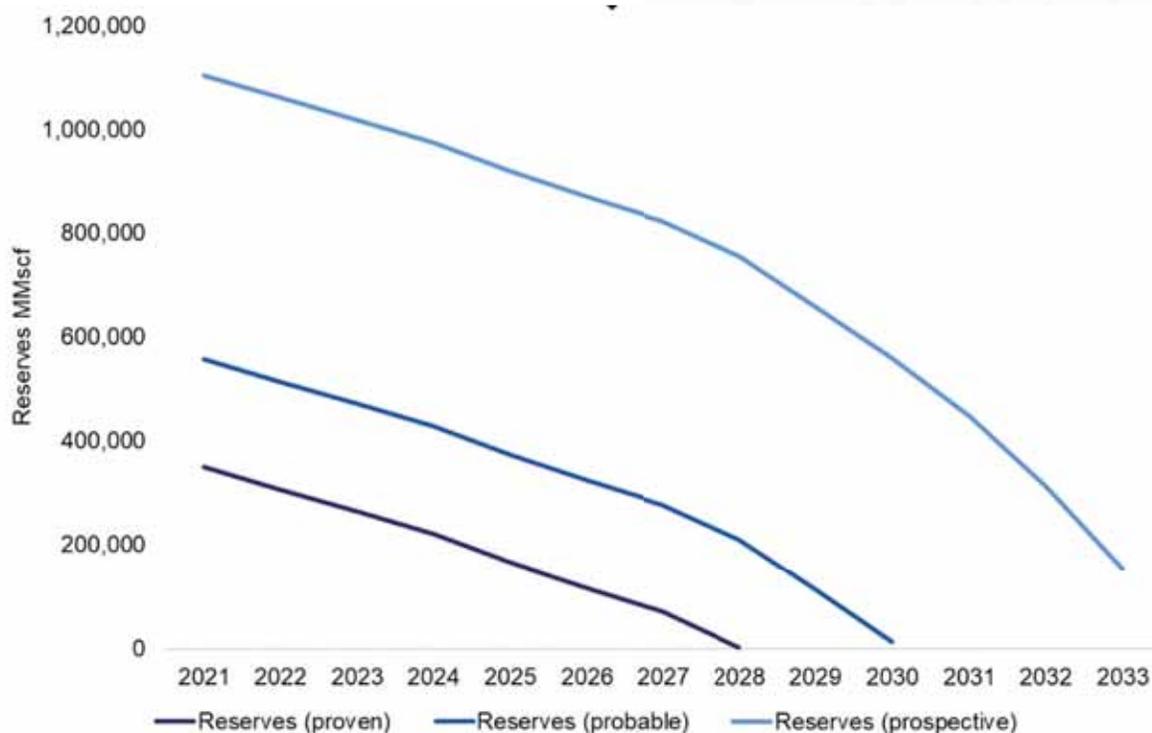


Figure 46: Ressources gazières terrestres disponibles pour répondre à la demande intérieure de gaz en Tanzanie

Comme le montre l'analyse ci-dessous, la disponibilité probable de gaz provenant de la production offshore sera nettement inférieure aux besoins prévus dans les plans directeurs relatifs au système électrique et à l'utilisation du gaz, tout en garantissant une offre suffisante pour répondre à la demande d'exportation par gazoduc prévue.

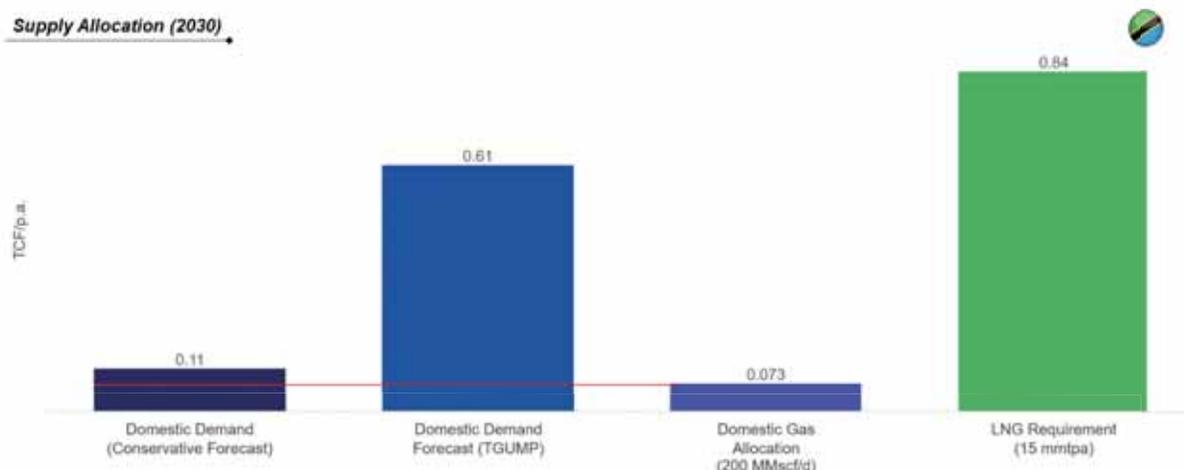


Figure 47: Tanzanie - Besoins en gaz domestique et allocation, prévisions de la demande et besoins en GNL, 2030, TCF/a

Par conséquent, il sera prudent pour la Tanzanie d'envisager l'option d'importer du gaz du nord du Mozambique. Les risques d'approvisionnement peuvent ainsi être compensés et la Tanzanie peut développer des marchés d'exportation vers le Kenya et d'autres pays d'Afrique de l'Est et d'Afrique australe. Cet investissement peut être justifié même sur la base d'une estimation prudente de la demande en Tanzanie, fondée uniquement sur des perspectives prudentes en matière de production d'électricité.

Il est important de noter que cela peut faciliter le développement d'un système d'offre et de demande de gaz totalement intégré englobant un certain nombre de sources d'approvisionnement en gaz, plus de 150 TCF de réserves récupérables, avec de multiples acheteurs.

8.1.1.15 Décisions clés et plan d'infrastructure

La décision et l'intervention les plus critiques dans ce corridor consistent pour la Tanzanie à sécuriser son approvisionnement en ressources gazières afin de pouvoir maintenir sa croissance ambitieuse en matière d'approvisionnement en électricité. Comme l'illustrent les recommandations ci-dessous, nous pensons que quatre mesures essentielles doivent être prises pour y parvenir.

1. Projets supplémentaires

Dans ce corridor, les projets suivants, de moindre envergure, sont en cours de réalisation et devraient être poursuivis dans le cadre de ce plan directeur :

- Mise aux enchères et développement potentiel des blocs Makelele, Lwandjofu et Idwi dans le lac Kivu en RDC. Les appels d'offres pour ces blocs ont été clôturés récemment. Les ressources sont estimées à ~2,3 TCF⁴² et devraient être monétisées par la production d'électricité. La connexion prévue entre le pool énergétique d'Afrique de l'Est (EAPP) et le SAPP peut jouer un rôle important dans la réalisation de ce projet.

8.1.1.16 Recommandations

Pour faciliter le développement complet du potentiel gazier dans le corridor Afungi- Dar-es-Salaam- Mombasa, les actions et décisions clés suivantes doivent être prises :

1. Il convient d'accélérer la poursuite de l'exploration des ressources en gaz naturel à terre afin de réduire le risque de pénurie d'approvisionnement et de garantir un approvisionnement en gaz à faible coût ;
2. Veiller à ce que le développement des champs gaziers offshore et du GNL tanzanien fasse l'objet d'une décision finale d'investissement (FID) d'ici 2023 et entre en production d'ici 2027 ;
3. Entreprendre une étude de faisabilité conjointe, entre les gouvernements de la Tanzanie et du Mozambique, pour développer un gazoduc d'Afungi à Madimba afin qu'un engagement ferme concernant l'exploitation du gaz puisse être pris d'ici 2024, si un approvisionnement supplémentaire en provenance du Mozambique s'avérait nécessaire.
4. Une fois la certitude acquise concernant l'approvisionnement en gaz domestique à partir des champs offshore et l'approvisionnement en gaz du Mozambique via le gazoduc Afungi-Madimba, l'évaluation de l'approvisionnement du Kenya par gazoduc pourra commencer.
5. Investir environ 14 millions de dollars US pour renforcer le réseau électrique afin d'accueillir la production supplémentaire de gaz.

Voir les exigences en matière de développement des infrastructures en annexe.

8.1.4. Couloir Angola/RDC

8.1.1.17 Schéma directeur de l'infrastructure et éléments facilitateurs

La principale infrastructure à mettre en place sera le développement du bassin de Kwanza ainsi que le développement associé du GTP pour ancrer le gaz acheminé vers la terre. Une fois cette étape franchie, un certain nombre d'autres possibilités d'utilisation industrielle du gaz s'ouvrent. Par exemple, l'Angola possède d'importants gisements de minerai de fer et, en fonction d'un prix du gaz suffisamment compétitif et de mesures incitatives, le potentiel de production d'engrais peut également exister. L'Angola doit tirer parti de la demande d'énergie des grands centres de demande tels que l'Afrique du Sud et la ceinture de cuivre zambienne pour mettre en place l'infrastructure nécessaire au développement du marché intérieur du gaz.

Les blocs gaziers du lac Kivu, qui comprennent le bloc Makelele, le bloc Idjwi et le bloc Lwandjofu, sont également liés aux corridors de développement suivants :

- Le corridor de Mwambeni est relié à l'Ouganda et à la Tanzanie. La coordination de ce corridor est basée à Butembo ;
- Le corridor de Mombasa relie le Kenya, l'Ouganda et le Sud-Soudan. La coordination de ce corridor est basée à Kisangani ;
- Le corridor nord relie le Rwanda, le Burundi et le Kenya. La coordination de ce corridor est basée à Goma ;
- L'axe oriental du corridor central 1 (Kalemie-Moba-Kalemie-Uvira) est relié à la Tanzanie, à l'Ouganda, au Burundi et au Rwanda. La coordination de ce corridor est basée à Kalemie ;
- Le corridor central 2 relie la Tanzanie, l'Ouganda, le Burundi et le Rwanda. La coordination de ce corridor est basée à Bukavu ;
- Le corridor central 3 (axe Kalemie-Kabalo-Kindu et Kabalo-Kamina) relie la Tanzanie, l'Ouganda, le Burundi et le Rwanda. La coordination de ce corridor est basée à Kabalo.

⁴² Ministère des Hydrocarbures du Congo, document de l'appel d'offres 2022

Les blocs gaziers du bassin côtier du Kongo Central comprenant le bloc Yema II, le bloc Nganzi et le bloc Matamba-Makanzi de la côte de Muanda sont liés au corridor de développement suivant :

- Le corridor du Bas-Congo qui relie la République du Congo Brazzaville et la République d'Angola. La coordination de ce corridor est basée à Boma

Il existe également un corridor de Walvis Bay reliant la Namibie et la Zambie, un corridor de Lobito reliant l'Angola et la Zambie et un corridor de Malanje reliant l'Angola et la Zambie.

Tableau 12: Résumé du corridor - Angola/RDC



Infrastructure proposée :

- Mise en service du GTP à Soyo pour 720 MW supplémentaires
- Mise en service du GTP de 1200 MW à Lobito
- Investissements en infrastructures électriques

Étape 1 : Ancrer l'approvisionnement en gaz domestique par le biais du GTP pour l'Afrique du Sud	Mise en place et exigences	Étape 2 : Alimentation de la culture et utilisation industrielle	Défis/Risques
<p>Poursuivre le GTP de 720 MW à Soyo pour ancrer le reste de l'offre nationale</p> <p>Gazoduc d'ancrage - Soyo à Luanda via GTP (dans l'hypothèse où la construction de 720 M à Soyo n'a pas lieu)</p> <p>Développer un GTP de 1200 MW à Lobito pour ancrer l'approvisionnement à partir du bassin de Kwanza</p>	<p>Infrastructure matérielle Finalisation du GTP de 720 MW à Soyo</p> <p>Développement d'un gazoduc vers Luanda soutenu par la conversion de la production d'électricité à partir de diesel</p> <p>Tirer parti de la demande latente de gaz dans la ceinture de cuivre pour débloquer l'infrastructure gazière</p> <p>Développement d'un GTP de 1200 MW à Lobito</p> <p>Renforcer le réseau et l'intégrer au réseau SAPP via le projet d'intégrateur Angola Namibie (ANNA)</p> <p>Infrastructure immatérielle Modifier la politique pour permettre aux projets régionaux de participer aux programmes IPP de l'Afrique du Sud.</p> <p>Veiller à ce que la planification intégrée de l'énergie soit instituée et que l'accent soit mis sur la sécurité et la fiabilité énergétiques régionales</p>	<p>Opportunités pour la production d'ammoniac et d'engrais*</p> <p>Demande industrielle dans les secteurs de l'acier et du ciment</p> <p>* La viabilité économique dépend du coût de production et d'enfouissement du gaz</p>	<p>Dépendance à l'égard du développement du bassin de Kwanza pour l'approvisionnement en gaz</p> <p>L'Afrique du Sud recadre son plan de gestion intégrée de manière à inclure l'approvisionnement régional en gaz et à ouvrir son programme de passation de marchés à cet approvisionnement.</p>

Tableau 13: Investissements dans les infrastructures - Corridor de l'Angola

Pays	Type de projet	Titre du projet / Définition	Année	Dépendance	CAPEX (US\$m)
Angola	Projet d'électricité	3x 500 MVA 400/15 kV sous-station Lobito	2030		102
Angola	Projet d'électricité	lignes Lobito-PS BioPio 2x400 kV (5 km)	2030		3
Angola	Projet d'électricité	ligne Lobito-Lubango 2x400 kV (260 km)	2030		140
Angola	Projet d'électricité	ligne Lubango-Cahama 2x400 kV (190 km)	2030		102
Angola	Projet d'électricité	baie de ligne 6x400 kV	2030		16
Angola	GTP	Soyo II	2022		840

Dépendance Clé	Oui
	Non
	Partiellement

8.1.1.18 Approvisionnement

8.1.1.18.1 Bassin du Congo

Le seul approvisionnement domestique en gaz actuellement en Angola est le gaz associé produit par les champs pétrolifères du bassin du Congo. Ce gaz est collecté et acheminé par gazoduc vers l'installation Angola LNG située dans la ville de Soyo, à l'embouchure du fleuve Congo. La base de l'approvisionnement en gaz domestique est actuellement assurée par l'engagement de fournir 1,3 milliard de m³ de gaz au marché angolais local.

8.1.1.18.2 Bassin de Kwanza

Le bassin de Kwanza s'étend au sud de Luanda jusqu'à Lobito. Ces dernières années, des découvertes importantes ont été faites dans ce bassin. L'exploration s'est toutefois arrêtée après la faillite de Cobalt International Energy et le retrait de British Petroleum (BP).

En 2019, l'activité dans le bassin de Kwanza a repris avec l'attribution du bloc 21 à TotalEnergies qui a ensuite commencé l'évaluation du bloc. Selon les prévisions, ces blocs pourraient entrer en production à la fin des années 2020 ou au début des années 2030. On estime que les coûts de production pourraient se situer entre 3 et 6 dollars américains par Mbtu.

8.1.1.19 Demande

Le plan d'électricité de l'Angola prévoit une croissance substantielle de la production d'électricité pour répondre aux besoins d'une économie en croissance et au désir d'améliorer les niveaux d'accès à l'énergie. Il s'agit essentiellement d'accroître la production d'hydroélectricité, de gaz et d'énergies renouvelables. Le plan prévoit un total de 1500 MW de GTP à Soyo, dont 750 MW ont déjà été mis en service et 720 MW supplémentaires sont encore prévus à un moment donné.

La mise en service d'un autre GTP de 1200 MW est prévue à Lobito ou à Namibe. Cette installation devra dépendre de la réussite du développement du bassin de Kwanza pour l'approvisionnement en gaz. Le développement réussi de cet approvisionnement en électricité placera l'Angola en bonne position pour fournir de l'électricité au marché sud-africain sur la base d'un mérite moyen. Toutefois, il faudra investir 360 millions de dollars US dans le renforcement du réseau pour mettre cette énergie sur le marché.

Ceci est illustré dans le graphique ci-dessous :

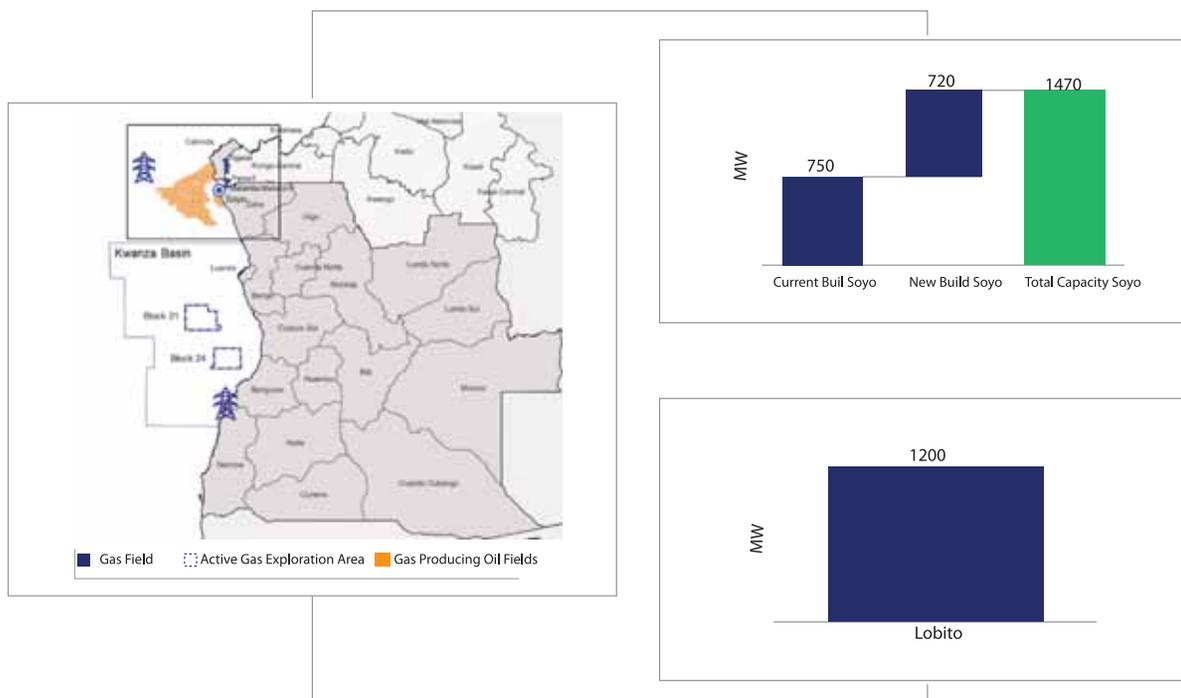


Figure 48: Angola - Plans GTP, MW

Si le gaz du bassin de Kwanza était mis sur le marché, il serait possible de convertir au gaz 148 MW de capacité de production diesel actuellement installée à Luanda, ainsi que 2 300 MW de capacité de production diesel dispersée dans le pays. En outre, il existe un potentiel de développement ultérieur de la demande industrielle, une fois que les projets initiaux de production d'électricité auront ancré le développement du gaz domestique.

8.1.1.20 Décisions clés et plan d'infrastructure

L'objectif principal de ce corridor est la poursuite de l'évaluation et, espérons-le, le développement des ressources en gaz dans le bassin de Kwanza. Cela faciliterait le développement du GTP dans le sud de l'Angola et potentiellement d'autres possibilités d'utilisation du gaz.

2. Projets supplémentaires

Dans ce corridor, les développements gaziers potentiels suivants devraient également être pris en compte.

- Trois blocs onshore (Nganzi, Yema 2 et Matamba Makanzi 2) situés dans le bassin côtier du Congo en République démocratique du Congo ont récemment fait l'objet d'un appel d'offres. Ces blocs contiendraient des ressources potentielles d'environ 4 milliards de bep de pétrole et de gaz.

8.1.1.21 Recommandations

Trois étapes clés doivent être franchies pour débloquer l'économie du gaz dans ce corridor.

1. La construction de la turbine à gaz à cycle combiné (TGCC) Soyo II, d'une capacité de 720 MW, devrait se poursuivre, de même que le renforcement de l'infrastructure du réseau par la construction d'une ligne de 400 kV visant à évacuer l'électricité vers le sud de l'Angola.
2. L'exploration dans le bassin de Kwanza devrait continuer à prouver l'existence d'une base de ressources pouvant potentiellement soutenir l'approvisionnement en gaz d'une installation GTP de 1500 MW.
3. L'Afrique du Sud doit revoir son IRP pour tenir compte de la possibilité de ressources gazières économiquement rentables dans la région et prendre des dispositions pour que les projets de la région élargie puissent participer à un appel d'offres IPP pour le gaz.

Voir les exigences en matière de développement des infrastructures en annexe.

8.1.5. Corridor Walvis Bay-Cape Town

8.1.1.22 Schéma directeur de l'infrastructure et éléments facilitateurs

Le premier investissement essentiel pour permettre l'approvisionnement en gaz dans ce corridor est le développement d'une installation GTP de 450 MW à 1 250 MW à la baie d'Elizabeth. Cela permettra de développer les grands gisements de gaz et de gaz associés dans le sud de la Namibie. Le second investissement consistera à développer le terminal d'importation de GNL de Coega (FSRU) dans le port de Ngqura, qui a été identifié comme une priorité par le DMRE d'Afrique du Sud. Il s'agira notamment d'un GTP d'une capacité de 1 000 MW. L'autre investissement concerne le développement des champs gaziers récemment découverts dans le bassin d'Outeniqua, en utilisant comme point d'ancrage l'installation GTL mise en sommeil à Mossel Bay.

Une fois ces projets d'ancrage réalisés, un certain nombre d'opportunités annexes pourront être dégagées grâce au développement d'un gazoduc pour acheminer le gaz jusqu'au Cap afin de répondre à la demande de gaz sur un marché actuellement largement desservi par le diesel et le GPL.

Tableau 14: Résumé du corridor : Walvis Bay-Cape Town



Infrastructure proposée :

- Commission GTP dans la baie d'Elizabeth
- Investissements en infrastructures électriques
- Pipeline d'Oranjemund à Saldanha Bay au Cap

Étape 1 : Utiliser le GTP et le GTL comme points d'ancrage	Mise en place et exigences	Étape 2 : Marchés d'approvisionnement à Gauteng et au Cap	Défis/Risques
<p>Bassin d'Orange GTP à la baie d'Elizabeth entre 420 MW et 1250 MW</p> <p>250 MW pour la Namibie 170-1000 MW pour l'Afrique du Sud</p> <p>Bassin de l'Outeniqua Remise en service de GTL à Mossel Bay</p> <p>Conversion de la centrale diesel de Gourikwa</p> <p>FSRU Coega et GTP de 1000 MW</p>	<p>Infrastructure matérielle Renforcement de l'infrastructure du réseau électrique dans le Cap Nord et le sud de la Namibie</p> <p>Gazoducs : • Oranjemund – Cape Town • Oranjemund - Gauteng</p> <p>Infrastructure immatérielle Modifier la politique pour permettre aux projets régionaux de participer aux programmes IPP de l'Afrique du Sud</p> <p>Accord bilatéral/aligement entre la Namibie et l'Afrique du Sud sur l'approvisionnement en gaz et en électricité</p>	<p>À court/ moyen terme Conversion au gaz des centrales diesel d'Ankerlig, Gourikwa et Dedisa (2400 MW)</p> <p>Demande industrielle, domestique et commerciale de ~60 PJ centrée principalement autour de Cape Town, Saldanha bay et Gqeberha</p> <p>Maintien de l'approvisionnement des utilisateurs industriels dans le Gauteng (209 PJ) Poursuite de la croissance de la demande dans les régions orientales de l'Afrique du Sud - 25-57 PJ</p> <p>Long terme Exploiter le réseau de gazoducs pour fournir de l'hydrogène vert au Cap et à Gauteng</p>	<p>L'Afrique du Sud doit revoir son plan d'investissement pour inclure l'approvisionnement régional en gaz et utiliser davantage d'énergies renouvelables et de gaz pour la charge de base.</p> <p>PetroSA GTL re commissioning</p> <p>Disponibilité des FSRU avant 2026</p>

Tableau 15: Investissements en infrastructures - Corridor Walvis Bay-Cape Town

Pays	Type de projet	Titre du projet / Définition	Année	Dépendance	CAPEX (US\$m)
Namibie	Projet d'électricité	station de production de 400/11 kV avec 3 transformateurs de 500 MVA	2023		71
Namibie	Projet d'électricité	Kudu PS - Obib 1 ligne 400 kV (115 km)	2023		41
Namibie	Projet d'électricité	Ligne Kudu PS - Oranjemund 2 x 400 kV (15 km)	2023		13.6
Namibie	GTP	Centrale électrique à gaz de Kudu	2025		490
Namibie	GTP	Usine de mi-mérite de la baie d'Elizabeth	2025		1458.8
Afrique du Sud	Projet d'électricité	Gare de triage de la sous-station 400/220 kV d'Oranjemund	2023		39.5
Afrique du Sud	Projet d'électricité	Ligne Gromis - Oranjemund 2 x 400 kV (130 km)	2023		42
	Pipeline	D'Oranjemund à Saldanha Bay	2025		1328
	Pipeline	De Saldanha Bay à Ankerlig	2025		137
	Pipeline	Ankerlig à Cape Town	202		60
	FSRU	Coega LNG	2026		466
	GTP	Coega GTP	2026		1500

Dépendance	Oui
	Non
	Partiellement

Si ces plans se concrétisent, ils entraîneront une augmentation d'environ 1,9 million de tonnes des émissions de GES par rapport à la situation de référence du statu quo. Cette augmentation des émissions nettes est due en grande partie à l'ajout de 1 450 MW de GTP à la baie d'Elizabeth. L'augmentation des émissions est partiellement compensée par la réduction des émissions nettes due à la diminution de la consommation de GPL et de HFO au profit du gaz naturel dans diverses applications de chauffage.

Il convient de noter que ce calcul ne tient pas compte des synergies positives entre le gaz et les énergies renouvelables qui permettront de libérer de l'espace sur le réseau pour les énergies renouvelables dans la province du Cap Nord. Cela aura un impact positif sur le profil d'émissions global de l'Afrique du Sud en accélérant le déploiement des énergies renouvelables.

8.1.1.23 Approvisionnement

8.1.1.23.1 Bassin d'Orange

Dans le bassin d'Orange, la source la plus importante d'approvisionnement potentiel est le champ gazier de Kudu, dont les réserves de gaz prouvées s'élèvent à 1,3 tcf. En outre, les réserves probables et possibles pourraient porter la base totale des ressources disponibles à 9 tcf. Il y a également eu des découvertes récentes dans le bassin (Graff-1 et Venus) qui promettent de produire des volumes importants de gaz associé. Plus loin sur la côte ouest de l'Afrique du Sud, le champ gazier d'Ibubhesi possède des ressources prouvées de 0,5 tcf.

8.1.1.23.2 Bassin de l'Outeniqua

Dans le bassin de l'Outeniqua, les récentes découvertes de TotalEnergies dans le bloc 11B/12B constituent une autre source d'approvisionnement prometteuse pour le corridor. Les découvertes faites dans les deux bassins à l'intérieur de ce corridor laissent présager d'autres découvertes, notamment au sud de la frontière namibienne, dans la partie sud-africaine du bassin de l'Orange.

8.1.1.24 Demande

Nous avons considéré que le corridor est constitué de deux systèmes d'offre et de demande de gaz distincts mais reliés entre eux. Dans le bassin d'Orange, l'analyse de la demande a été menée pour déterminer les options viables de demande de gaz qui pourraient servir de base au développement de la base de ressources prouvées de Kudu. Elle pourrait ensuite être étendue au fur et à mesure que les autres ressources en gaz de la base sont prouvées.

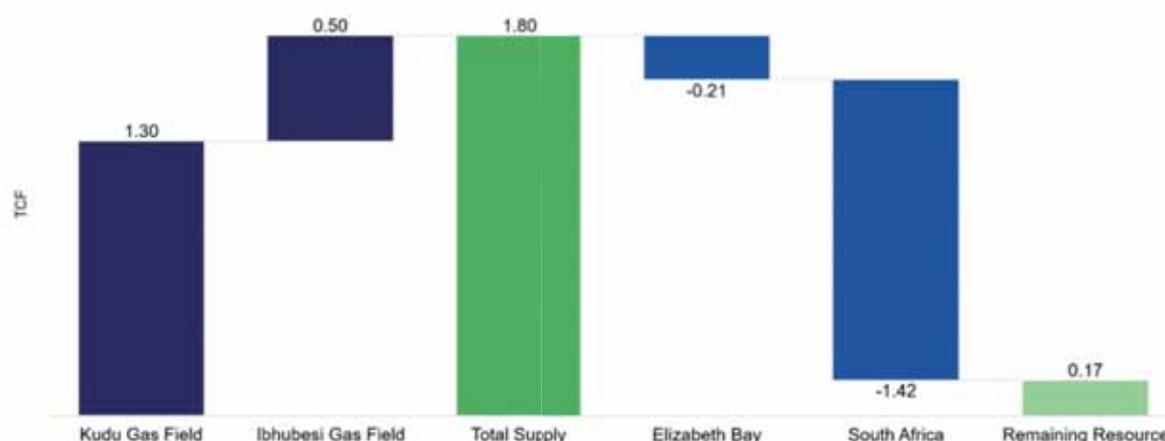


Figure 49: Namibie– Répartition de l'offre, PJ

L'objectif principal serait d'obtenir une installation GTP de 420 MW dans le sud de la Namibie, couplée à un gazoduc vers le Cap occidental pour fournir du gaz à l'industrie et à la conversion de la centrale diesel d'Ankerlig à Saldanha Bay. Ces prises ont été dimensionnées de manière à absorber 66 PJ/a (171 MMscf/d) de la demande sur une période de 20 ans. Il s'agirait de fournir 55 PJ/a de gaz au Cap occidental via un gazoduc et 11 PJ/a pour l'alimentation électrique.

La capacité de cette électricité à accéder au marché sud-africain est essentielle pour étayer le GTP, car le marché de l'électricité en Namibie ne peut supporter qu'une demande de 250 MW.

La perspective d'un potentiel GTP de ~1250 MW est envisageable si les ressources supplémentaires du bassin d'Orange sont prouvées. Dans ce cas, 1000 MW de gaz de valeur moyenne devraient être fournis à l'Afrique du Sud. La possibilité de fournir du gaz par gazoduc aux grands marchés énergétiques de Gauteng pourrait également être étudiée.

Dans le cadre d'une analyse du réseau effectuée pour toutes les installations proposées par le GTP, il a été constaté que la production synchrone (en l'occurrence au gaz) près du réseau du Cap Nord, avec sa forte pénétration des énergies renouvelables, peut contribuer à améliorer les niveaux de défaillance et à fournir une inertie qui ferait défaut autrement. Par conséquent, des capacités supplémentaires en matière d'énergies renouvelables peuvent être débloquées.

Dans le bassin de l'Outeniqua, la principale source de demande potentielle est l'installation de GNL de PetroSA à Mossel Bay. Une raffinerie de condensats et de GTL de 45 000 bbl/d nécessiterait une alimentation en gaz de 75 PJ/a. Cette demande serait suffisante pour débloquer l'offre des nouvelles découvertes. Il serait alors possible de convertir la centrale diesel de Gourikwa et de fournir du GNC par camion à Gqeberha et éventuellement au Cap par gazoduc.

L'un des principaux problèmes à résoudre sera de veiller à ce que le prix du gaz au débarquement puisse répondre aux exigences économiques de l'installation de GTL, car cette demande de base sera essentielle pour débloquer le bassin.

Si le gaz est produit à un prix abordable, nous pensons que PetroSA aura besoin de 1,4 TCF et la centrale de pointe de Gourikwa de 0,15 TCF supplémentaires sur une période de 20 ans. Il resterait alors 1,65 tcf supplémentaire pour l'approvisionnement du Cap occidental et du Cap oriental.

8.1.1.25 Décisions clés et plan d'infrastructure

Un certain nombre de décisions critiques doivent être prises pour libérer le potentiel gazier de ce corridor. Tout d'abord, l'IRP sud-africain devrait être recadré pour inclure l'offre potentielle de GTP provenant d'autres pays de la région. Cela permettrait le développement d'une installation GTP dans le sud de la Namibie, qui pourrait à son tour soutenir le renforcement du réseau électrique dans le Cap Nord, avec des retombées positives pour le déploiement des énergies renouvelables.

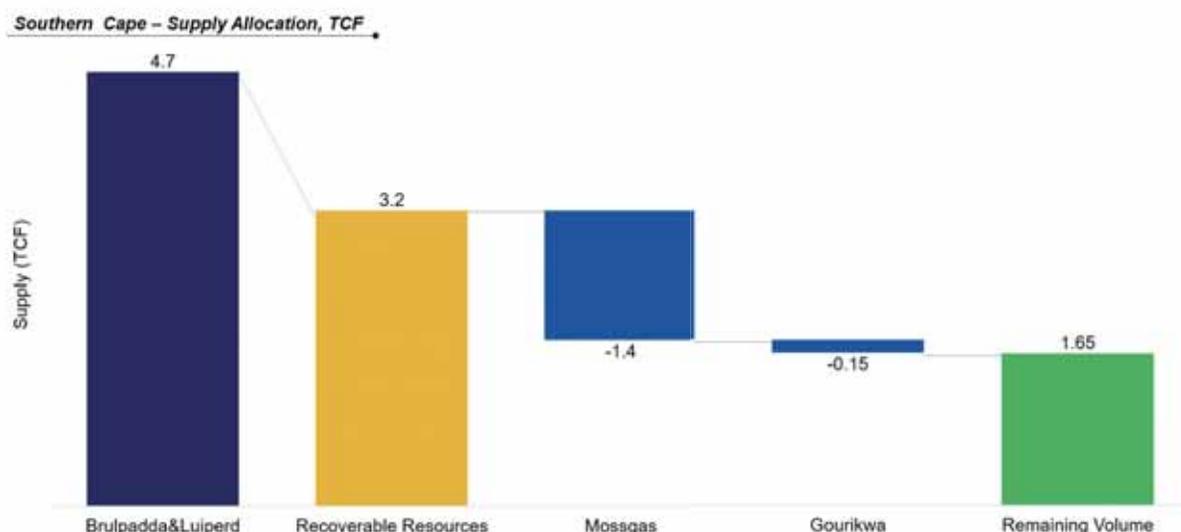


Figure 50: Cap Sud - Allocation de l'offre, TCF

Deuxièmement, les activités d'exploration et d'évaluation dans les bassins d'Orange et d'Outeniqua doivent être accélérées. Enfin, la négociation de l'approvisionnement en gaz à partir des nouvelles découvertes dans le bassin de l'Outeniqua pour alimenter PetroSA doit être finalisée pour permettre l'approvisionnement en gaz du bassin de l'Outeniqua vers le Cap Sud.

8.1.1.26 Recommandations

Pour libérer tout le potentiel du gaz dans ce corridor, les décisions et actions clés suivantes doivent être prises:

1. L'Afrique du Sud doit mettre à jour l'IRP 2019 pour tenir compte de la possibilité d'un approvisionnement régional en gaz et d'une utilisation accrue des énergies renouvelables et du gaz pour la charge de base, La poursuite de l'exploration, notamment dans la partie sud du bassin d'Orange, devrait être accélérée
2. à la lumière des découvertes prometteuses faites du côté namibien du bassin, L'Afrique du Sud devrait mettre à jour ses règles d'approvisionnement en gaz IPP de manière à permettre aux projets d'approvisionnement régionaux d'entrer en concurrence pour l'approvisionnement.
3. Un accord de vente de gaz (GSA) doit être conclu entre PetroSA et les propriétaires et exploitants des champs de gaz de Brulpadda et Luiperd pour l'usine GTL de PetroSA.
- 4.

Voir les exigences en matière de développement des infrastructures dans l'annexe.

8.1.6. Le corridor de l'océan Indien

Les États insulaires situés au large de la côte est de l'Afrique ne possèdent pas de ressources gazières indigènes et dépendront donc des importations de GNL pour satisfaire leurs besoins.

Tableau 16: Résumé du corridor : Océan Indien

Itinéraire : Transport maritime de Maputo à l'île Maurice

Étape 1 : Établir une demande d'ancrage	Étape 2 : Marchés d'approvisionnement à Gauteng et au Cap	Défis/Risques
<p>Le marché potentiel le plus important est celui de l'île Maurice, avec une capacité de production d'électricité à partir du gaz de 130 à 140 MW prévue. Demande de gaz de ~ 15PJ</p> <p>Mise en place et exigences</p> <p>Infrastructure immatérielle Les PEI nationaux devraient envisager toutes les options énergétiques, y compris le gaz.</p>	<p>Les Comores pourraient être approvisionnées par des navires transportant du GNL de Rovuma vers les marchés mondiaux</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Pas de production nationale de gaz dans aucun des pays de la région et pas d'activité de prospection significative • Absence de marché du gaz dans la région • Un potentiel de croissance relativement faible • Les petits volumes ne peuvent être soutenus que par la réexportation de GNL à partir des terminaux d'importation de GNL proposés à Maputo ou à Richards Bay. • Les faibles volumes prévus et la disponibilité d'infrastructures pour le GPL constituent un défi concurrentiel pour le GNL

L'île Maurice, qui est le plus grand importateur potentiel de GNL, a annoncé son intention de fermer 265 MW de sa capacité de production d'électricité thermique à base d'hydrocarbures, sur un total de 665 MW, en vue de les remplacer par diverses sources renouvelables, dont la biomasse, et potentiellement par le gaz. Le Central Energy Board a lancé un appel d'offres pour la fourniture de GNL en vue d'alimenter une centrale électrique de 130-140 MW fonctionnant au gaz. Cela nécessiterait un approvisionnement en GNL d'environ 150 kt par an.

Existing and Potential Gas Demand

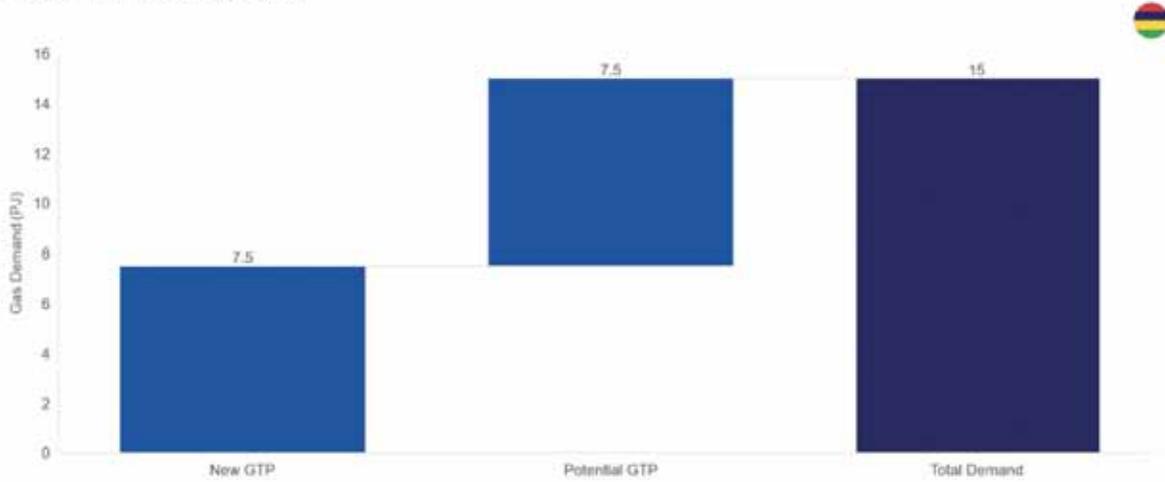


Figure 51: Demande de gaz existante et potentielle à Maurice

En outre, l'île Maurice devrait examiner la nécessité de développer davantage la capacité de production d'électricité à partir du gaz pour compléter la production d'électricité à partir de la biomasse. L'île Maurice dispose déjà d'une infrastructure pour l'importation de GPL qui, bien que traditionnellement plus cher que le GNL, pourrait être mieux adapté aux besoins de l'île Maurice en raison du coût de stockage moins élevé.

Au-delà de l'électricité, les possibilités d'utilisation du gaz naturel comme combustible de soute, dans les transports ou dans l'industrie sont considérées comme très limitées.

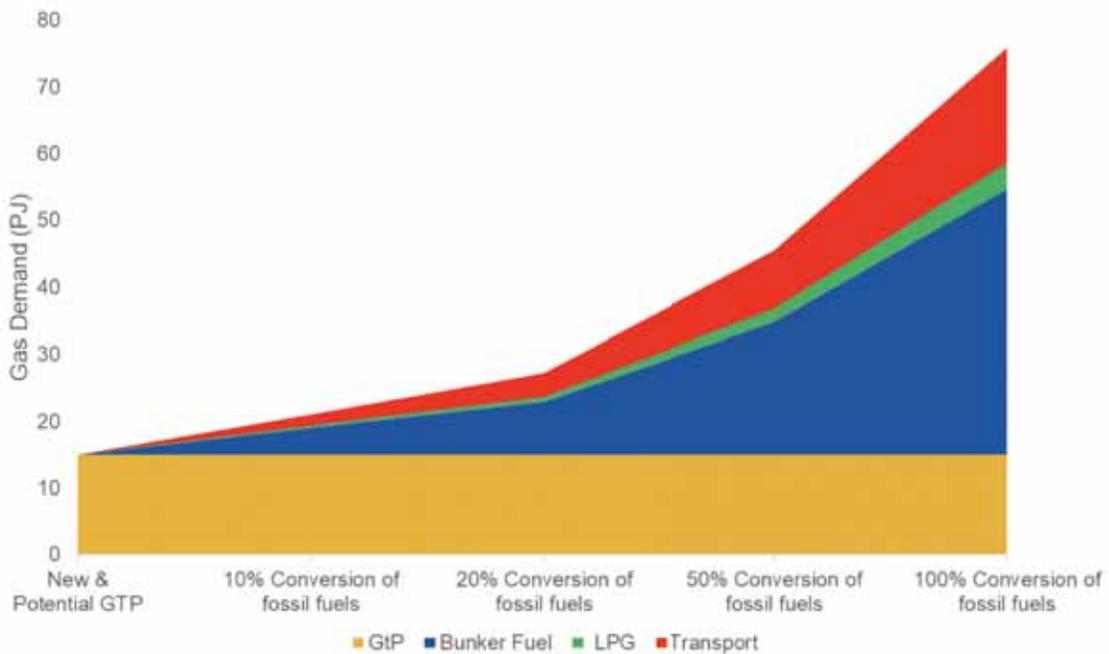


Figure 52: Maurice - Différents taux de conversion des volumes de GNL

L'île Maurice devrait continuer à étudier la possibilité d'un approvisionnement en GNL pour l'électricité, tout en étudiant également l'utilisation du GPL.

La demande potentielle totale dans les autres États était prévue entre 18 000 et 50 000 tonnes de GNL par an.

Ces volumes feraient de Maurice un centre d'importation de GNL plus petit que d'autres ports de la région tels que Maputo ou Richards Bay. Par conséquent, il est douteux qu'elle puisse réaliser les économies d'échelle nécessaires pour se positionner en tant que plaque tournante régionale de réexportation de GNL.

L'île Maurice devrait continuer à étudier les aspects économiques de l'importation de GNL pour la production d'électricité par rapport au GPL. En outre, elle devrait suivre l'évolution des combustibles de soute ainsi que les développements régionaux afin de déterminer l'opportunité d'investissements plus importants dans les capacités d'importation de GNL.

8.1.7. Zones intérieures de la SADC

Le Botswana, la Zambie et le Zimbabwe sont des pays enclavés qui possèdent actuellement des ressources gazières nationales limitées et sont éloignés des grandes découvertes de gaz au large du Mozambique, de la Tanzanie, de l'Afrique du Sud, de la Namibie et de l'Angola. Toutefois, ces pays devraient tirer des avantages substantiels de ce plan grâce à la disponibilité potentielle de gaz naturel pour remplacer des hydrocarbures plus coûteux tels que le diesel, à la possibilité d'assurer un approvisionnement en électricité moins coûteux et plus fiable et, enfin, au développement d'un marché du gaz qui pourrait être approvisionné par de futures découvertes dans ces pays.

8.1.1.27 Approvisionnement

Le méthane de houille de Lesedi comprend une ressource 2P de 0,04TCF. En outre, les champs gaziers potentiels du bassin de Caborra Bassa, avec une perspective de 4 à 7 TCF de gaz in situ, pourraient constituer une autre option d'approvisionnement.

8.1.1.28 Demande

Au total, entre 20 et 30 PJ de demande globale latente ont été identifiés dans les trois pays. Cela est dû en grande partie au remplacement du diesel, du HFO ou du LPG et, dans certains cas, du charbon, tant pour la production de chaleur industrielle que pour la production d'électricité.

8.1.1.29 Infrastructures

Le défi pour les pays de l'intérieur de la SADC est que la demande de ~30 PJ est répartie sur les trois pays, avec une certaine concentration dans la ceinture de cuivre, le centre du Zimbabwe et le sud du Malawi. Il est peu probable que l'approvisionnement de ces marchés par gazoduc soit possible dans un premier temps. Le gaz naturel, en particulier à température ambiante, a une faible densité énergétique par volume par rapport à de nombreux hydrocarbures concurrents tels que le diesel et le fioul lourd. Alors que 27 litres (0,27 m³) de diesel fournissent 1 GJ d'énergie, 25,5m³ de gaz sont nécessaires pour fournir le même GJ d'énergie.

Le graphique ci-dessous illustre le défi que représente le financement d'un gazoduc pour des volumes de demande de gaz naturel plus faibles, à mesure que les volumes diminuent.

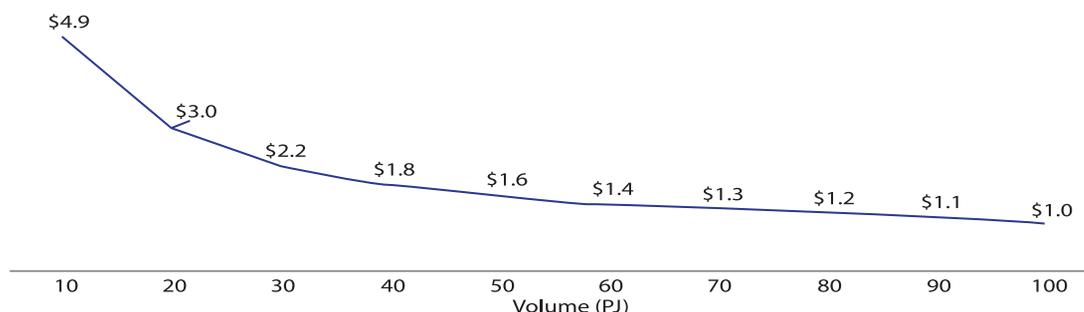


Figure 53: Financement nécessaire pour les gazoducs en fonction du volume (en PJ)

Les pays de l'intérieur de l'Afrique australe bénéficieront néanmoins d'une plus grande disponibilité du gaz naturel grâce à des mécanismes de transport tels que le GNC, qui peut être acheminé par camion ou par chemin de fer. Cela peut se traduire par un accès à l'énergie dans ces pays à des prix qui peuvent varier de 0,5 à 10 USD/GJ en fonction du prix du pétrole en vigueur et de la distance des différents gisements de gaz.

8.2 Résumé des besoins d'investissement

La figure ci-dessous résume les besoins d'investissement estimés pour développer chaque corridor avec les contributions d'investissement estimées des États membres de la SADC respectifs de chaque corridor.

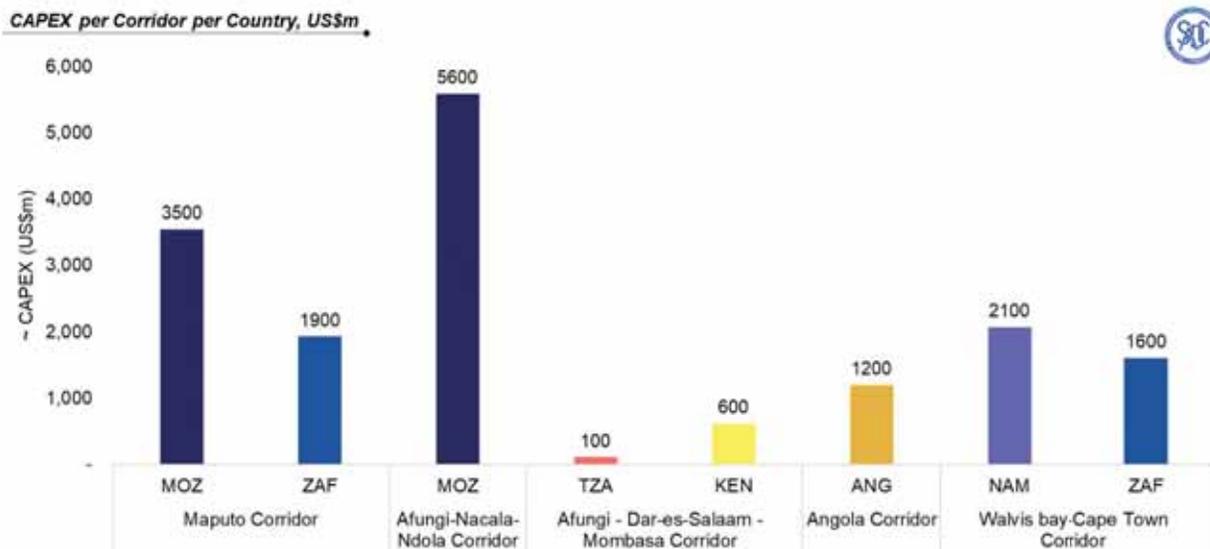


Figure 54: Investissement dans les infrastructures - Estimation des dépenses d'investissement par corridor et par pays, en millions de dollars US

Au total, on estime qu'un investissement d'environ 17 milliards de dollars US sera nécessaire pour développer une économie gazière régionale dans la région de la SADC.

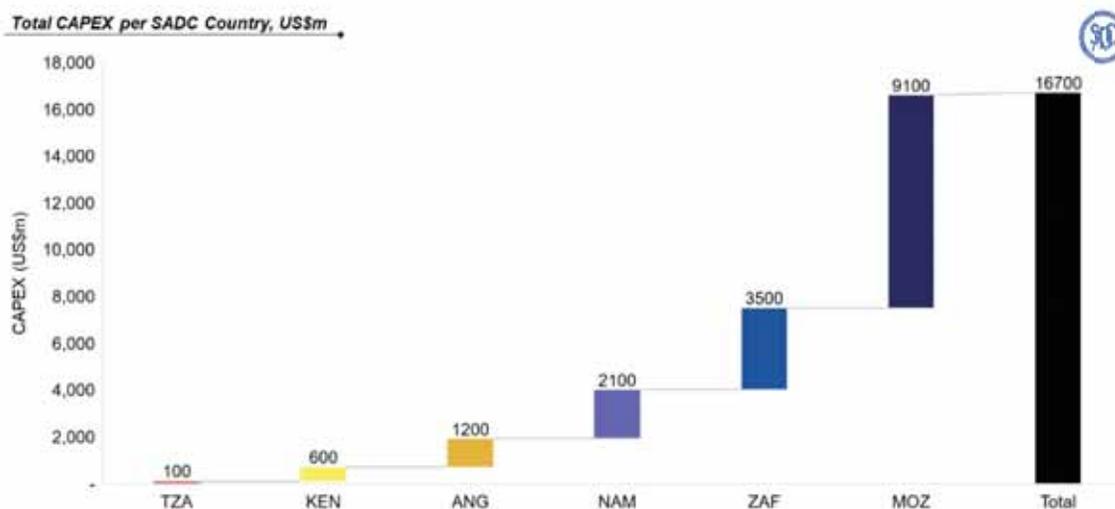


Figure 55: Estimation du total des dépenses d'investissement par pays, en millions de dollars US

9. CONCLUSIONS

La région de la SADC dispose d'un grand potentiel pour développer un marché régional du gaz. Cependant, pour que le RGMP remplisse son mandat, il doit veiller à ce que les éléments suivants soient mis en œuvre :

1. Convergence des politiques nationales et régionales relatives à l'utilisation du gaz naturel et rôle de l'intégration régionale dans le développement du marché et la sécurité énergétique.
2. Développement rapide des grands gisements de gaz régionaux et des terminaux d'exportation de GNL.
3. Une demande d'ancrage provenant de marchés gaziers nationaux potentiels à grande échelle (par exemple, l'Afrique du Sud) et des accords d'écoulement signés et bancables avec des locataires d'ancrage (électron ou molécule).
4. Utilisation du gaz domestique et régional pour répondre à la demande régionale d'électricité de moyenne importance.
5. Utilisation du GNL importé pour répondre à la demande industrielle actuelle et remplacer le diesel dans les centrales de pointe, y compris les contrats de GNL à long terme pour la demande de base et le développement de l'infrastructure d'importation de GNL.
6. Développement d'infrastructures de gazoducs pour créer des systèmes intégrés d'offre et de demande de gaz où les ressources en gaz sont proches de la demande.
7. Facilitation de l'industrialisation régionale par le développement d'installations pétrochimiques à proximité des ressources gazières.
8. Accélérer la transition énergétique en facilitant les énergies renouvelables et l'économie de l'hydrogène. Il pourrait s'agir de renforcer l'infrastructure du réseau dans les zones à fort potentiel d'énergie renouvelable ; le développement de projets d'hydrogène bleu peut servir de catalyseur pour l'hydrogène vert et le positionnement des gazoducs en tant que précurseurs des gazoducs d'hydrogène vert.
9. Développement et maturation d'un marché régional avec de multiples options d'offre et de demande, augmentation de la liquidité du marché et évolution vers une concurrence gazeuse.

ANNEXE A

Plan directeur de développement des infrastructures

Hierarchisation des projets

Les projets figurant sur cette feuille de route ont été passés au crible afin de donner la priorité aux projets qui favorisent l'intégration régionale. Ensuite, des considérations relatives à la facilité d'exécution, au délai de mise en service, au coût et à l'impact ont été prises en compte.

Le corridor de la côte Est à l'Afrique du Sud

La figure ci-dessous indique les besoins de développement des infrastructures pour ancrer la demande de gaz naturel le long du corridor, ainsi que les infrastructures pour importer et transporter le gaz naturel à l'intérieur des terres via une inversion et une extension du gazoduc de Matola. Il faudra également investir dans la distribution d'électricité.

Index	Development - Supply via Maputo	Type of Infrastructure	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	South Africa updates IRP and includes greater options for regional gas demand													
2	FID for 50 PJ Matola LNG													
2	EPC for 200 PJ Matola LNG													
2	Commissioning of 50 PJ Matola LNG	LNG Import												
3	Upgrade of Ressano-Garcier pipelines for 50 PJ additional capacity, with reversal of flow direction.	Pipeline												
4	Upgrade of Ressano-Garcier pipelines for 45 PJ additional capacity and linking to Eswatini	Pipeline												
5	500 MW for Beluluane power plant	Demand												
5	1500 MW for Beluluane power plant	Demand												
6	Development of Gas power station in Eswatini	Demand												
7	Production in Pande-Temane Gas fields begins to decline													
8	Exploration and production concession contract for PT5-C	Supply												
8	Exploration and production concession contract for Z5-D	Supply												
8	Exploration and production concession contract for Z5-C	Supply												
8	Exploration and production concession contract for A5-A	Supply												
8	Exploration and production concession contract for A5-B	Supply												
8	Exploration and production concession contract for Cahora Bassa Basin	Supply												
9	Potential conversion of coal power plant in ZAF: Komati	Demand												
9	Potential conversion of coal power plant in ZAF: Camden	Demand												
9	Potential conversion of coal power plant in ZAF: Hendrina	Demand												
9	Potential conversion of coal power plant in ZAF: Grootvlei	Demand												
9	Potential conversion of coal power plant in ZAF: Amot	Demand												
9	Potential conversion of coal power plant in ZAF: Kriel	Demand												
9	Potential conversion of coal power plant in ZAF: Duvha	Demand												
9	Potential conversion of coal power plant in ZAF: Matla	Demand												

Key:
■ Plan as per energy plans/stakeholder engagements
■ Potential Demand
■ Exploration and Production

Figure 56: : Schéma directeur d'investissement du corridor Maputo-Afrique du Sud

La figure ci-dessous indique les besoins en infrastructures de manière à ancrer la demande le long de la côte sud-est de la région, ainsi que les infrastructures permettant d'importer et de transporter le gaz naturel à l'intérieur des terres par le biais d'une inversion du flux de gaz et de l'expansion du Lily Pipeline.

Index	Development - Supply via Richards Bay	Type of Infrastructure	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	Richards Bay LNG import facility goes online (70 PJ)	LNG Import							
1	Richards Bay LNG import facility goes online (49.4 PJ)	LNG Import							
2	Development of Richards Bay Gas Power station (1000	Demand							
2	Development of Richards Bay Gas Power station (2000	Demand							
3	Reversal of Lilly Pipeline	Pipeline							
4	Conversion of Avon Power station	Demand							
5	Production in Temane / Pande Gas fields begins to decline	N/A							

Key:
■ Plan as per energy plans/stakeholder engagements

Figure 57: Schéma directeur d'investissement du corridor Richards Bay-Afrique du Sud

Le corridor Afungi-Nacala-Ndola

La figure ci-dessous indique les besoins en infrastructures pour ancrer la demande le long de la côte nord-est de la région ainsi qu'au Malawi, en Zambie et au Zimbabwe. Le gaz naturel sera transporté par gazoduc d'Afungi à Nacala pour faciliter la demande locale et le transport routier vers le Malawi, la Zambie et le Zimbabwe.

Index	Development - Supply via Nacala	Type of Infrastructure	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	Coral Floating LNG (Offshore) goes online	N/A (export)	■						
2	Mozambique LNG (onshore) goes online	Supply		■					
3	Rovuma LNG (onshore) FID			■					
3	Rovuma LNG (onshore) goes online	Supply			■				
4	First domgas is available (400 MMscf/d)						■		
5	First domgas is available (500 MMscf/d)								■
6	MWI ZMB ZWE gas available						■		
6	MWI ZMB ZWE potential switching of diesel power plants						■		
7	Pre-feasibility and feasibility for pipeline between Afungi and Nacala	Pipeline	■	■					
7	FID for pipeline between Afungi and Nacala	Pipeline			■				
7	EPC for pipeline between Afungi and Nacala	Pipeline			■	■			
7	Commissioning of pipeline between Afungi and Nacala	Pipeline					■		
8	Commissioning of Power stations in Afungi	Power						■	
9	Conversion of HFO/Diesel Power plants in Nacala (102.5 MW)	Demand					■		
9	Commissioning of GLAE MOZ LNG Power Plant (250 MW)	Demand					■		
10	First Gas IPP in ZAF							■	
10	Second Gas IPP in ZAF								■
11	SADC countries to update Electricity Plans		■	■					
11	Countries make firm commitment for GtP offtake		■	■					
11	Transmission grid development	Power			■	■			
11	Commissioning of Power stations in Nacala (additional 650 MW)	Demand						■	■
12	Pre-feasibility and feasibility for Ammonia Plant in Nacala			■	■				
12	EPC for Ammonia Plant in Nacala	Demand				■	■		
12	Commissioning of Ammonia Plant in Nacala	Demand						■	
13	Potential conversion of Luanshya Nchanga in ZMB (14.6 MW)	Demand					■		
13	Potential conversion of Lusaka Diesel Power Plant in ZMB (15 MW)	Demand					■		
13	Potential conversion of Mufulira Nchanga Diesel Power Plant in ZMB (10 MW)	Demand					■		
13	Potential conversion of Nkana Diesel Power Plant in ZMB (20 MW)	Demand					■		
13	Potential conversion of Bancroft Diesel Power Plant in ZMB (20 MW)	Demand					■		
13	Potential conversion of Kankoyo Diesel Power Plant in ZMB (10 MW)	Demand					■		
13	Potential conversion of Maclaren Diesel Power Plant in ZMB (10 MW)	Demand					■		
13	Potential conversion of Luangwa Diesel Power Plant in ZMB (2.6 MW)	Demand					■		
13	Potential conversion of Ndola HFO Power Plant in ZMB (105 MW)	Demand					■		

Key:

- Infrastructure for export
- Plan as per energy plans/stakeholder engagements
- AIA proposed time
- Gas demand in South Africa

Figure 58: Plan d'investissement du corridor Afungi-Nacala-Ndola

Le corridor Afungi-Dar es Salaam-Mombasa

La figure ci-dessous indique les besoins en développement d'infrastructures pour ancrer la demande de gaz naturel le long du corridor, ainsi que les infrastructures pour importer et transporter le gaz naturel en Tanzanie et au nord vers le Kenya.

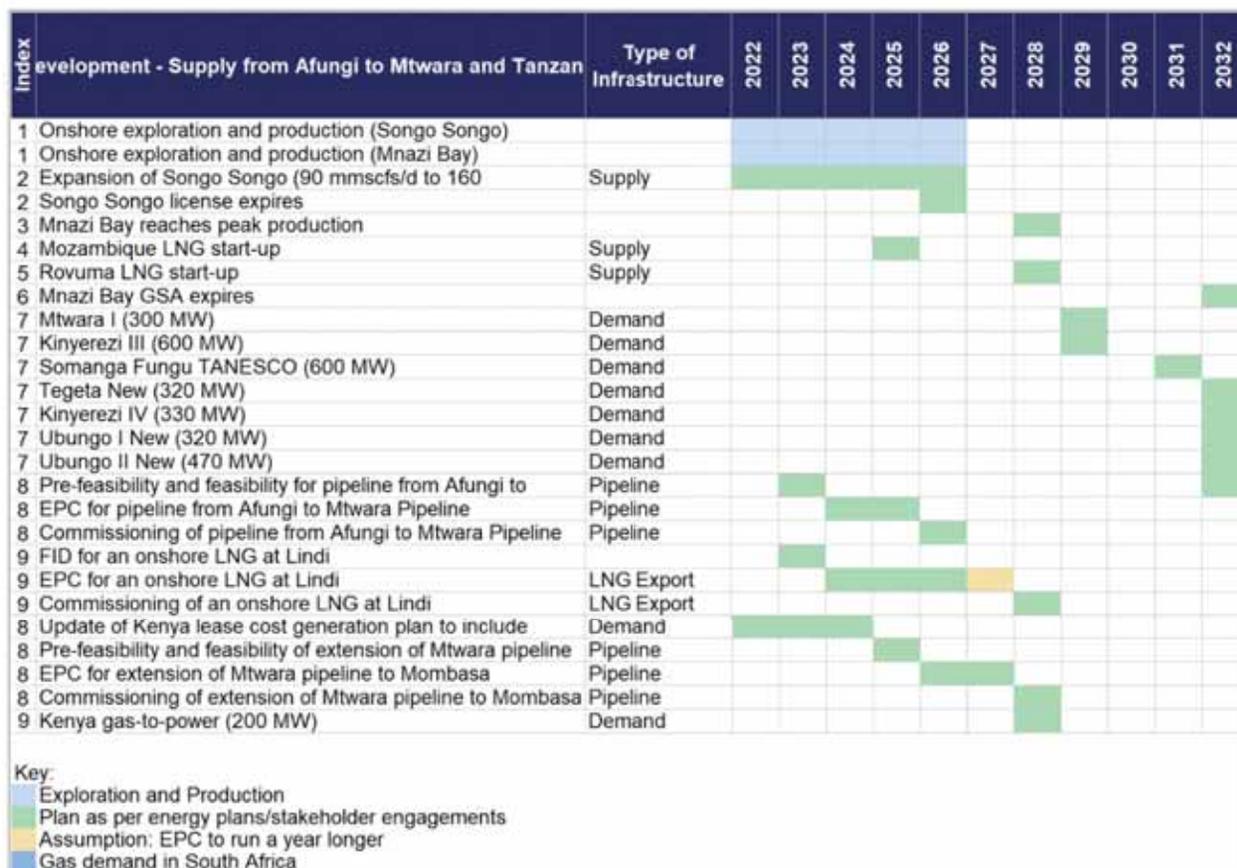


Figure 59: Plan d'investissement du corridor Afungi-Dar es Salaam

Couloir Angola/RDC

La figure ci-dessous indique les besoins en matière de développement d'infrastructures pour ancrer la demande de gaz naturel le long du corridor, ainsi que les infrastructures pour fournir du GNL dans le corridor.



Figure 60: Schéma directeur d'investissement du corridor Angola/RDC

Corridor Walvis Bay-Cape Town

La figure ci-dessous indique les besoins en matière de développement d'infrastructures pour ancrer la demande de gaz naturel le long du corridor, ainsi que les infrastructures pour transporter le gaz naturel de la côte ouest du sud vers le corridor.



Figure 61: Schéma directeur d'investissement du corridor Walvis Bay-Cape Town

Plot 54385, Central Business District
Private Bag 0095, Gaborone, Botswana
Tel: +267 395 1863 Fax: +267 397 2848
Email: registry@sadc.int
Website: www.sadc.int

© 2022 SADC Secretariat

