PLANO DIRECTOR REGIONAL DO GÁS DA SADC

2023 - 2038

O Consultor (Africa International Advisors) foi nomeado pelos Parceiros de Cooperação (o Banco de Desenvolvimento da África Austral e a Corporação de Desenvolvimento Industrial) em nome do Cliente (a Comunidade de Desenvolvimento da África Austral) para o desenvolvimento do Plano Director Regional do Gás da SADC, pelo que todo o trabalho produzido no âmbito deste projecto é propriedade do Cliente. Os direitos de autor são estritamente reservados e nenhuma obra, ou parte dela, pode ser usada ou adaptada de forma alguma, sem o consentimento expresso e por escrito do Cliente.

Os consultores têm a intenção de proporcionar informações exactas e actualizadas, mas não dão qualquer garantia, expressa, tácita ou implícita, de que essas informações sejam exactas e actualizadas. Os Consultores, os seus funcionários, agentes e associados não serão responsáveis por quaisquer danos de qualquer natureza que surjam ou resultem do uso da informação aqui contida, incluindo mas não se limitando a danos directos, indirectos, incidentes, pontuais e consequentes.

A autorização sobre o uso do conteúdo desta apresentação, incluindo texto, gráficos, logótipos, ícones, desenhos, mapas, ligações de e para, layout em qualquer outro lugar e condições, pode ser enviada para contact@africaia.com or registry@sadc.int

2022

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS		II
LISTA DE TABELAS		III
LISTA DE ABREVIATURAS E ACRÓNIMOS		III
SUMÁRIO EXECUTIVO		1
1	INTRODUÇÃO	6
1.1	ANTECEDENTES SOBRE O PLANO DIRETOR REGIONAL DO GÁS (RGMP)	6
1.2	RELAÇÕES ESTRATÉGICAS E POLÍTICAS	6
2	ABORDAGEM E METODOLOGIA	7
2.1	FASE I: QUADRO CONCEPTUAL	9
2.2	FASE II: A VISÃO DO RGMP E O PLANO DE DESENVOLVIMENTO DE INFRA-ESTRUTURAS	9
2.3	INTEGRAÇÃO REGIONAL	10
2.4	DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL E PARTICIPAÇÃO DO SECTOR PRIVADO	10
3	CONTEXTO MACRO EM EVOLUÇÃO	11
3.1	A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA (JUSTA)	11
3.2	TENDÊNCIAS DO MERCADO GLOBAL DE GNL	13
4	INDUSTRIALIZAÇÃO À BASE DO GÁS	15
4.1	INDUSTRIALIZAÇÃO À BASE DO GÁS: PETROQUÍMICA	15
4.2	INDUSTRIALIZAÇÃO À BASE DO GÁS: ENERGIA PARA AQUECIMENTO	18
4.3	ROTEIRO DA INDUSTRIALIZAÇÃO	18
5	PLANO DE INFRA-ESTRUTURA	19
6	PLANO DE IMPLEMENTAÇÃO	22
7	INFRA-ESTRUTURAS IMATERIAIS: DESENVOLVIMENTO DO MERCADO	27
7.1	DESENVOLVIMENTO DO MERCADO DO GÁS	27
7.2	PREÇOS E CONTRATOS NO SECTOR DO GÁS	29
7.3	POLÍTICA E SOCIOECONÓMICA	33
7.4	PLANO DE ENERGIA E ESTRUTURA DO SISTEMA ENERGÉTICO	34
7.5	LEGISLATIVO E NORMATIVO	37
7.6	ESTRATÉGIAS DE CAPITAL E INVESTIMENTO	39
7.7	PESSOAS: CAPACIDADE E PARTICIPAÇÃO	42
7.8	DISPOSIÇÕES INSTITUCIONAIS.	45
8	INFRA-ESTRUTURAS SÓLIDAS	47
8.1	CORREDORES E SECTORES ECONÓMICOS	48
8.2	RESUMO DAS NECESSIDADES DE INVESTIMENTO	71
9	CONCLUSÕES	72
	ANEXO A:	72

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: VISÃO E ENQUADRAMENTO ESTRATÉGICO DO RGMP 2
FIGURA 2: PROJECTOS DE INFRA-ESTRUTURA REGIONAIS PROPOSTOS PRIORIZADOS 3
FIGURA 3: INFRA-ESTRUTURAS EXISTENTES, PREVISTAS E POTENCIAIS MAPEADAS 4
FIGURA 4: ALINHAMENTO DO PLANO DIRETOR REGIONAL DO GÁS 7
FIGURA 5: ABORDAGEM E METODOLOGIA DO RGMP 8
FIGURA 6: QUADRO PARA O DESENVOLVIMENTO DA FASE II DO RGMP E DO PLANO PARA A INFRA-ESTRUTURA 9
FIGURA 7: OPÇÕES E OPORTUNIDADES DE INTEGRAÇÃO 10
FIGURA 8: O CENÁRIO ENERGÉTICO DA SADC 11
FIGURA 9: CUSTO NIVELADO DA ENERGIA (LCOE) DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS E DO ARMAZENAMENTO) 13
FIGURA 10: PERSPECTIVAS DE PREÇOS DE GNL 14
FIGURA 11: PRODUÇÃO PETROQUÍMICA A PARTIR DE VÁRIAS FONTES DE ENTRADA 15
FIGURA 12: ANÁLISE TÉCNICO-ECONÓMICA DO METANOL (MEOH) 16
FIGURA 13: ANÁLISE TÉCNICO-ECONÓMICA DO AMONÍACO/UREIA (NH3) 16
FIGURA 14: ANÁLISE TÉCNICO-ECONÓMICA DO METANOL GTL 17
FIGURA 15: CUSTO NIVELADO DA PRODUÇÃO DE HIDROGÉNIO POR TECNOLOGIA EM 2020, E NO CENÁRIO DE EMISSÕES LÍQUIDAS NULAS, 2030 E 2050 17
FIGURA 16: PROCESSO DE DESENVOLVIMENTO PARA A CONSTRUÇÃO DO MERCADO DO GÁS 19
FIGURA 17: CORREDORES DE OFERTA/PROCURA DE GÁS 19
FIGURA 18: PROJECTOS PRIORITÁRIOS DE INFRA-ESTRUTURA PARA TODOS OS CORREDORES 20
FIGURA 19: NECESSIDADE DE DESPESAS DE CAPITAL (CAPEX) PARA A EXECUÇÃO DO PLANO DE INFRA-ESTRUTURA 20
FIGURA 20: CADEIA DE VALOR DO GÁS NATURAL 28
FIGURA 21: PRINCIPAIS FACTORES QUE INFLUENCIAM NA PROCURA DO GÁS E NO VALOR DO MERCADO 28
FIGURA 22: DESENVOLVER E FIXAR PREÇOS DO GÁS A MONTANTE 30
FIGURA 23: AUMENTO TÍPICO DO PREÇO DO GNL DISTRIBUÍDO AOS CONSUMIDORES FINAIS 31
FIGURA 24: CRIAÇÃO DE VALOR ECONÓMICO 31
FIGURA 25: QUESTÕES GLOBAIS DE GEOPOLÍTICA 34
FIGURA 26: QUESTÕES SÓCIO-ECONÓMICAS QUE AFECTAM OS ESTADOS-MEMBROS DA SADC 34
TABELA 27: O TRILEMA DA ENERGIA 35
FIGURA 28: PLANO ENERGÉTICO INTEGRADO E SEUS BENEFÍCIOS PARA A SADC 35
FIGURA 29: CICLO INTEGRADO DE PLANO ENERGÉTICO 36
FIGURA 30: CONVERGÊNCIA DAS POLÍTICAS 37

FIGURA 31: CARACTERÍSTICAS DOS QUADROS REGULAMENTARES DO SECTOR DO GÁS FAVORÁVEIS AO INVESTIDOR 38
FIGURA 32: QUADROS LEGISLATIVOS E REGULAMENTARES DA SADC PARA O GÁS NATURAL 38
FIGURA 33: DIMENSÕES-CHAVE DAS DIRECTRIZES REGULAMENTARES REGIONAIS 39
FIGURA 34: ALOCAÇÃO ORÇAMENTAL AO CICLO DE FINANCIAMENTO 40
FIGURA 35: POTENCIAL FONTE DE FINANCIAMENTO 41
FIGURA 36: ASPECTOS FUNDAMENTAIS DA POLÍTICA, LEGISLAÇÃO E REGULAMENTAÇÃO EM TODA A CADEIA DE VALOR DO GÁS NATURAL 44
FIGURA 37: MAPA IlUSTRATIVO DOS CORREDORES ECONÓMICOS 47
FIGURA 38: ABASTECIMENTO ATUAL A PARTIR DO SUL DE MOÇAMBIQUE 50
FIGURA 39: COMPARAÇÃO ENTRE AS TARIFAS DE TRANSPORTE DE GN PARA O INTERIOR DA ÁFRICA DO SUL 50
FIGURA 40: ACTUAIS TERMINAIS DE GNL E ATRIBUIÇÃO DE GÁS DOMÉSTICO 53
FIGURA 41: POTENCIAIS TERMINAIS DE GNL ADICIONAIS E DISTRIBUIÇÃO DE GÁS DOMÉSTICO 54
FIGURA 42: POTENCIAL DE GÁS NÃO EXPLORADO 54
FIGURA 43: MOÇAMBIQUE - CENÁRIOS DA GTP DE NACALA 55
FIGURA 44: PERFIL DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS DOMÉSTICO NA TANZÂNIA 58
FIGURA 45: RESERVAS DE GÁS DA TANZÂNIA, TCF 59
FIGURA 46: RECURSOS DE GÁS DISPONÍVEIS NO MAR PARA SATISFAZER A PROCURA INTERNA DE GÁS NA TANZÂNIA 60
FIGURA 47: TANZÂNIA - NECESSIDADES E ATRIBUIÇÃO DE GÁS DOMÉSTICO, PREVISÃO DA PROCURA E NECESSIDADES DE GNL, 2030, TCF/A 60
FIGURA 48: ANGOLA - PLANOS GTP, MW 64
FIGURA 49: NAMÍBIA - ALOCAÇÃO DA OFERTA, PJ 67
FIGURA 50: CABO SUL - ATRIBUIÇÃO DE FORNECIMENTOS, TCF 68
FIGURA 51: PROCURA DE GÁS EXISTENTE E POTENCIAL NA MAURÍCIA 69
FIGURA 52: MAURÍCIAS - TAXAS DE CONVERSÃO DE VOLUME DE GNL VARIÁVEIS 69
FIGURA 53: FINANCIAMENTO NECESSÁRIO PARA O GASODUTO EM FUNÇÃO DO VOLUME (EM PJ) 70
FIGURA 54: INVESTIMENTO EM INFRA-ESTRUTURAS - CAPEX ESTIMADO POR CORREDOR E POR PAÍS, MILHÕES DE DÓLARES 71
FIGURA 55: ESTIMATIVA TOTAL DE CAPEX POR PAÍS, US$M 71
FIGURA 56: PLANO DE INVESTIMENTO DO CORREDOR MAPUTO-ÁFRICA DO SUL 73
FIGURA 57: PLANO DE INVESTIMENTO DO CORREDOR RICHARDS BAY-ÁFRICA SUL 73
FIGURA 58: PLANO DE INVESTIMENTO DO CORREDOR AFUNGI-NACALA-NDOLA 74
FIGURA 59: PLANO DE INVESTIMENTO DO CORREDOR AFUNGI-DAR-ES-SALAAM 75
FIGURA 60: PLANO DE INVESTIMENTO DO CORREDOR ANGOLA/RDC 75
FIGURA 61: PLANO DE INVESTIMENTO DO WALVIS BAY-CIDADE DO CABO 76

LISTA DE TABELAS

TABELA 1: PRINCIPAIS DIMENSÕES FACILITADORAS PARA CONCRETIZAR A VISÃO DO RGMP E O PROJECTO DE INFRA-ESTRUTURA 4

TABELA 2: DIMENSÃO E CUSTO DOS PROJECTOS PROPOSTOS 21

TABELA 3: PLANO DE IMPLEMENTAÇÃO RGMP 22

TABELA 4: PAPÉIS-CHAVE DAS INSTITUIÇÕES REGIONAIS 45

TABELA 5: PRINCIPAIS INTERVENIENTESAO NÍVEL NACIONAL 46

TABELA 6: DESCRIÇÃO DO CORREDOR - DA COSTA LESTE À ÁFRICA DO SUL 48

TABELA 7: INVESTIMENTO EM INFRA-ESTRUTURA - CORREDOR DA COSTA ORIENTAL PARA A ÁFRICA DO SUL 48

TABELA 8: DESCRIÇÃO DO CORREDOR: AFUNGI-NACALA-NDOLA 52

TABELA 9: INVESTIMENTO NAS INFRA-ESTRUTURAS - CORREDOR AFUNGI-NACALA-NDOLA 52

TABELA 10: DESCRIÇÃO DO CORREDOR: AFUNGI-DAR ES SALAAM-MOMBASA, MALAWI, ZÂMBIA E UGANDA 57

TABELA 11: INVESTIMENTO EM INFRA-ESTRUTURA - CORREDOR AFUNGI-DAR-ES-SALAAM-MOMBASA 58

TABELA 12: RESUMO DO CORREDOR - ANGOLA/DRC 62

TABELA 13: INVESTIMENTO EM INFRA-ESTRUTURAS - CORREDOR DE ANGOLA 63

TABELA 14: DESCRIÇÃO DO CORREDOR: BAÍA DE WALVIS CORRIDOR - CAPE TOWN 65

TABELA 15: INVESTIMENTO EM INFRA-ESTRUTURAS - CORREDOR DA BAÍA DE WALVIS-CIDADE DO CABO 66

TABELA 16: DESCRIÇÃO DO CORREDOR: OCEANO ÍNDICO 68

LISTA DE ABREVIATURAS E ACRÓNIMOS

Acrónimos	Definição
°C	Grau Celsius
2P	Reservas de Gás Comprovadas mais Prováveis
4IR	A Quarta Revolução Industrial
AfCFTA	Zona do Comércio Livre Continental Africana
AfDB	Banco Africano de Desenvolvimento
AIA	Consultores Internacionais Africanos
AU	União Africana
BAU	Business as Usual (O normal)
bbl	Barril de combustível
BBOE	Mil milhões de barris de combustível equivalente
bcf	Biliões de pés cúbicos
bcf/d	Biliões de metros cúbicos por dia
bcm	Milhares de metros cúbicos
bcm/a	Milhares de metros cúbicos por ano
BP	Petrolífero britânico
Bscf	Milhares de metros cúbicos padrão
Btu	Unidade termoeléctrica britânica
CAGR	Taxa composta por crescimento anual
CAPEX	Despesas de capital
CBM	Metano em jazidas de carvão
CCGT	Turbina a gás de ciclo combinado
CCS	Captura e armazenamento do carbono
CMI	Instituições de gestão do corredor
CNG	Gás Natural Comprimido
CO	Monóxido de carbono
CO2	Dióxido de carbono
CoE(s)	Centro(s) de Excelência
COMESA	Mercado Comum da África Oriental e Austral
Covid-19	Vírus do COVID-19
CTL	De carvão para combustível líquido
DBSA	Banco de Desenvolvimento da África Austral
DFI	Instituição financeira de desenvolvimento
DMRE	Departamento de Recursos Minerais e Energia (África do Sul)
Domgas	Gás doméstico
DRC	República Democrática do Congo
Dx	Tarifas de distribuição
EAPP	Fundo (Repositório) de Energia Eléctrica da África Oriental
EA-SA-IO	Regiões da África Oriental, da África Austral e do Oceano Índico

Acrónimos	Definição
EC	Corredor económico
ECGs	Garantias de crédito às exportações
ECOWAS	Comunidade Económica dos Estados da África Ocidental
ECREEE	Centro da CEDEAO para as Energias Renováveis e Eficiência
EE	Eficiência energética/Eficiência energética
EIA	Avaliação de Impacto Ambiental
EIA	Administração e Informação sobre Energia dos EUA
ENH	Empresa Nacional de Hidrocarbonetos de Moçambique]
EOI	Manifestação de interesse
EPCC	Contrato de Concessão de Exploração e Produção
ERERA	Entidade Reguladora Regional da Electricidade da CEDEAO
ESI	Indústria de Fornecimento de Electricidade
ESREM	Melhoria de um mercado regional de energia sustentável
ESREM EA-SA-IO	Promoção de um mercado regional de energia sustentável na África Oriental, na África Austral e na região do Oceano Índico
UE	União Europeia
FDI	Investimento Externo Direto
FID	Decisão final relativa ao investimento
GLNG	Gás Natural Fluido Flutuante Líquido
FOB	Gratuito a bordo
FSRU	Unidade Flutuante, de Armazenamento e Regaseificação
PIB	Produto Interno Bruto
Gg CO2eq.	Gigagramas de CO2 equivalente
GHG	Gás com efeito de estufa
GJ	Gigajoules
GJ/a	Gigajoules per annum
GPBRS	Gas, Petroleum and Biofuels Regulation Sub-Committee of the Regional Energy Regulators Association of Southern Africa
GSA	Gas Sales Agreement
GJ	Gigatonnes
GJ/a	Gigajoules por ano
GPBRS	Subcomité de Regulamentação do Gás, Petróleo e Biocombustíveis da Associação Regional de Reguladores da Energia da África Austral
GUMP	Gas Utilisation Master Plan
GSA	Contrato de venda de gás
GT	Gigatoneladas
GTL	Gás para fluidos
GTP	Gás-para-Electricidade
GUMP	Plano Diretor do Uso do Gás
GW	Gigawatt
GWh	Horas de gigawatt

Acrónimos	Definição
IDC	Corporação de Desenvolvimento Industrial
IDPF	Modelo de política de desenvolvimento industrial
IEA	Agência Internacional de Energia
IEP(s)	Plano(s) Energético(s) Integrado(s)
IFC	Corporação Financeira Internacional
IFI	Instituições financeiras internacionais
IGAD	Autoridade Intergovernamental para o Desenvolvimento
IGMOU	Memorando de Entendimento Intergovernamental
IO	Oceano Índico
IOC	Empresas petrolíferas internacionais
IOGP	Organização Internacional dos Produtores de Petróleo e Gás
IPP(s)	Produtor(es) Independente(s) de Electricidade
IRENA	Agência Internacional para as Energias Renováveis
IRP(s)	Plano(s) de recursos integrado(s)
J/a	Joules por ano
JCC	Preço do petróleo bruto desalfandegado no Japão
KGRTC	Centro de Formação Regional de Kafue Gorge
km	Quilómetro
KPI(s)	Indicador(es)-chave com base no desempenho)
kt	Quilotoneladas
ktCO2eq.	Quilotoneladas de CO2 equivalente
kV	Quilovoltagem
LCOE	Custo nivelado da energia
GNG	Gás natural líquido
LPG	Gás de petróleo líquido
M&E	Controlo e avaliação
m3	Metros Cúbicos
MMBtu	Milhões de unidades térmicas britânicas
MMscf	Milhares de pés cúbicos padrão
MMscf/d	Milhares de pés cúbicos padrão por dia
MMt	Milhares de toneladas métricas
MMt/a	Milhares de toneladas métricas por ano
MOU	Memorando de Entendimento
MRG	Gás rico que contém metano
MSB	Cliente único qualificado
Mt	Tonelada Métrica
MT	Megatoneladas
MtCO2eq.	Milhares de toneladas de CO2 equivalente

Acrónimos	Definição
MTO	Metanol para olefinas
MTPA	Milhares de toneladas por ano
MVA	Mega voltagem-ampère
MW	Megavoltagem
MWac	Megawatts de potência AC
MWh	Horas de Mega voltagem
NBF	Fundação Empresarial da NEPAD
NDCs	Contribuições Determinadas ao nível Nacional
NEP	política nacional sobre energia
NEPAD	Nova Parceria para o Desenvolvimento de África
NERSA	Entidade Nacional Reguladora da Energia na África do Sul
NGL	Gás Natural Fluido
ONG	Organização não governamental
NGUMP	Plano diretor de exploração de gás natural da Tanzânia
NOC	Empresa Nacional de Combustíveis
NOCs	Empresas nacionais de combustíveis
NPV	Valor atual líquido
OCGT	Turbina a gás de ciclo aberto
OECD	Organização do Desenvolvimento Económico e Cooperação
OPEC	Organização dos Países Exportadores de Combustiveis
OPEX	Despesas de funcionamento
p.a.	Por ano
PCGs	Garantias parciais de crédito
PCI	Projectos de interesse comum
PetroSA	Corporação da África do Sul para a Indústria do Combustível e Gás
PJ	Petajoule (milhares de GJ)
PJ/a	Petajoules por ano
PPA(s)	Contratos para compra de Electricidade
PPDU	Unidade de Preparação e Desenvolvimento de Projectos em Infra-estrutura da CEDEAO
ppm	Partes por milhares
PPP(s)	Parcerias Público-Privadas
PPPPIF	Política de Parcerias Público-Privadas e Estrutura para a sua Implementação
PRGs	Garantias parciais de risco
PSA	Contrato de partilha na produção
PV	Fotovoltaico

Acrónimos	Definição
RAERESA	Associação Regional dos Reguladores de Energia da África Oriental e Austral
RE	Energias renováveis
RECs	Comunidades Económicas Regionais
REEESAP	Estratégia e plano de ação sobre energias renováveis e eficiência energética
REEESAP EA-SA-IO	Estratégia e plano de ação sobre energias renováveis e eficiência energética na África Oriental, África Austral e região do Oceano Índico
RERA	Associação Regional de Reguladores de Energia na África Austral
RFI	Solicitação de Informação
RFP	Solicitação de Propostas
RGMP	Plano Diretor de Gás da Região
RGMP I	Plano Diretor Regional do Gás - Fase I
RGMP II	Plano Diretor Regional do Gás - Fase II
RIDMP	Plano Diretor do Desenvolvimento Industrial Regional
RISDP	Plano Estratégico Indicativo de Desenvolvimento Regional
RMCs	Países membros da região
RMIPPP	Mitigação dos Riscos do Programa de Contratação Pública de Produtores Independentes de Electricidade
ROMPCO	Empresa de gasodutos da República de Moçambique
RoR	Necessidades de Receita
RoW	Resto do mundo
RSC	Contrato de serviço de risco
SACREEE	Centro de Energias Renováveis e Eficiência Energética da Comunidade de Desenvolvimento da África Austral (SADC)
SADC	Comunidade de Desenvolvimento da África Austral
SAGP	Agregador Regional de Gás da África Austral
SAPP	Fundo (Repositório) de Energia Eléctrica da África Austral
SARERA	Autoridade Reguladora Regional da Energia da SADC
ODS	Objectivos de Desenvolvimento Sustentável
SDG 7	Objectivos de Desenvolvimento Sustentável 7
SDIs	Iniciativa(s) de desenvolvimento territorial)
SEA	Estratégia de Avaliação Ambiental
SMEs	Pequenas e médias empresas
SOE(s)	Empresa(s) pública(s)
SPA(s)	contratos de compra e venda
SPS(s)	Solução(ões) de Electricidade Sustentáveis

Acrónimos	Definição
SSA	África Sub-Sahariana
GNLss	Gás natural líquido em pequena escala
Syngas	Gás sintético
TCF	Triliões de pés cúbicos
tCO2eq.	Toneladas do equivalente CO2
TGUMP	Plano Diretor do Gás da Tanzânia
ToR	Termos de Referência
TPA	Acesso de terceiros
TSO(s)	Operadores de redes de transporte
TTF	Facilidade de transferência de títulos holandeses
TWh	Terawatt-hora
Tx	Tarifas de transporte
UK	Reino Unido
UN	Nações Unidas
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas
UNSD	Divisão de Estatística das Nações Unidas
US	Estados Unidos da América
US$	Dólar americano
USAID	Agência dos Estados Unidos para o Desenvolvimento Internacional
WAGP	Gasoduto para a África Ocidental
WAPP	Fundo (Repositório) de Energia Eléctrica da África Ocidental
WBC	Corredor de Baía de Walvis
WBCG	Grupo do Corredor da Baía de Walvis
WEC	World Energy Council(Conselho Mundial da Energia)
WEF	Fórum Mundial de Económico
QUEM	Organização Mundial da Saúde

PREÂMBULO DO SECRETÁRIO EXECUTIVO DA SADC

"É importante definirmos adequadamente a nossa estratégia para a implementação do RGMP, tomando em consideração que o Plano serve como um mecanismo que facilitará o desenvolvimento de infra-estruturas, de indústrias e de mercados de gás."

Reunido em Luanda, República de Angola, em Agosto de 2023, a 43.ª Cimeira Ordinária de Chefes de Estado e de Governo da SADC adoptou o Plano Director Regional do Gás da SADC (RGMP) 2023-2038, um plano abrangente de investimento em infra-estruturas de gás para a Região. Com a adopção deste Plano, os Chefes de Estado e de Governo da SADC reconheceram o papel primordial do desenvolvimento das infra-estruturas energéticas para acelerar a realização da aspiração colectiva de integração e desenvolvimento regional. Ao mesmo tempo, o desenvolvimento das infra-estruturas energéticas atende aos objectivos delineados na Estratégia e Roteiro para a Industrialização da SADC 2015-2063.

A formulação do RGMP 2023-2038 da SADC abre novas oportunidades para que a região da SADC desenvolva projectos de infra-estruturas de gás, que possam servir de base a infra-estruturas de conversão de gás em energia e promover a industrialização na região da SADC, contribuindo simultaneamente, a longo prazo, para a segurança energética, a criação de emprego e o crescimento económico. A elaboração do Plano insere-se na linha do nosso compromisso inabalável para com a Transição Energética Justa, tanto a nível regional como global, que apela a uma mudança rumo à utilização de fontes de energia renováveis.

Este Plano, que contempla projectos a implementar ao longo de um período de 15 anos, até 2038, identifica acções que abrangem a convergência das políticas regionais, a criação de um quadro regulamentar favorável e o agrupamento dos Estados-Membros da SADC nos seis (6) corredores propostos. Além disso, o Plano prevê mecanismos institucionais que serão aplicados para conferir às entidades regionais existentes responsabilidades de supervisão dos programas e projectos regionais no domínio do gás, reconhecendo que o sector exige uma mão-de-obra altamente qualificada, especializada e inovadora.

O RGMP 2023-2038 reconhece que os Estados-Membros da SADC se encontram em diferentes níveis de desenvolvimento das infra-estruturas de gás. Alguns Estados-Membros desenvolveram centrais eléctricas movidas a gás, gasodutos e instalações de liquefacção que são utilizadas para converter o gás natural liquefeito (GNL), através de processos de conversão de gás em líquidos (GTL), para facilitar o transporte, bem como terminais de armazenamento e regaseificação de GNL. Outros Estados-Membros promovem activamente a industrialização baseada no gás, através de indústrias petroquímicas, para a produção de fertilizantes, cuja entrada em funcionamento está prevista para antes de 2038. Durante as suas fases iniciais, os programas e projectos serão financiados pelos fundos regionais e continentais do Fundo de Preparação de Projectos (PPF), que fornecem o capital inicial para a preparação dos projectos, a fim de os tornar financiáveis. Ademais, os fundos globais existentes serão utilizados para garantir o desenvolvimento de uma reserva de projectos susceptíveis de financiamento bancário na região, o que, por sua vez, atrairá o financiamento de investidores públicos e privados.

É importante definirmos adequadamente a nossa estratégia para a implementação do RGMP, tomando em consideração que o Plano serve como um mecanismo que facilitará o desenvolvimento de infra-estruturas, de indústrias e de mercados de gás.

O presente Plano reforça o nosso reconhecimento colectivo de que o desenvolvimento de infra-estruturas constitui a base para o aprofundamento da integração regional e do desenvolvimento económico. Neste espírito, expressamos a nossa sincera gratidão pelo apoio recebido do Governo da República da África do Sul, particularmente da Corporação de Desenvolvimento Industrial (IDC) e do Banco de Desenvolvimento da África Austral (DBSA), que têm sido os principais patrocinadores do processo de desenvolvimento do RGMP. Exorto os Estados-Membros e os Parceiros de Cooperação Internacionais (ICP) a prestar apoio ao desenvolvimento dos projectos regionais de gás identificados e delineados no presente Plano, a fim de complementar os nossos esforços em curso para reforçar a segurança energética e impulsionar a agenda de industrialização regional.

Elias Mpedi Magosi
Secretário Executivo da SADC

PREFÁCIO DO DEPUTADOEXECUTIVO SECRETÁRIO DE INTEGRAÇÃO REGIONAL

"O desenvolvimento do gás natural no sector da energia reflecte o compromisso firme da região da SADC para com a concretização dos Objectivos de Desenvolvimento Sustentável ('ODS') das Nações Unidas (ONU), números 7 e 9"

A existência de infra-estruturas sólidas foi há muito identificada como um factor necessário para a agenda de industrialização regional da SADC. A Estratégia e Roteiro para a Industrialização da SADC 2015-2063, que norteia a agenda de industrialização regional da SADC, identificou várias formas de energia enquanto factor crucial para permitir a industrialização e o crescimento económico.

A SADC reconhece que a garantia da segurança do aprovisionamento energético, que se manifesta através da disponibilidade, fiabilidade, acessibilidade e comportabilidade do preço da energia, contribui para o crescimento económico, a redução da pobreza e a melhoria geral dos meios de subsistência. Ao garantir a segurança energética, a região da SADC coloca-se numa posição privilegiada para concretizar as aspirações de integração regional defendidas no Plano Estratégico Indicativo de Desenvolvimento Regional da SADC 2020-2030 e na Visão 2050 da SADC.

Importa assinalar que a região da SADC registou progressos significativos na transição energética, através da implementação de vários quadros jurídicos e políticos, que incluem o Protocolo da SADC sobre Energia revisto, e documentos estratégicos tais como a Estratégia e Plano de Acção para as Energias Renováveis e a Eficiência Energética (REEESAP) 2016-2030, o Plano Director de Produção e Transmissão de Energia da África Austral (Plano da SAPP) 2018 e a Estratégia e Plano de Acção Regional para o Acesso à Energia (REASAP) 2020-2030. Este sucesso na transição energética é imputável ao compromisso notável dos Estados-Membros da SADC.

No que respeita ao acesso à electricidade e aos serviços energéticos modernos, a região conta actualmente com uma taxa de acesso média ponderada de 55%, o que indica a necessidade de esforços adicionais para aumentar a taxa de acesso em toda a África Subsariana. Durante muito tempo, a região da SADC dependeu tradicionalmente do carvão, da energia hidroeléctrica, da energia nuclear e dos combustíveis destilados, apesar de estar dotada de fontes de energia alternativas, tais como o gás natural, a energia solar, a energia eólica e a bioenergia. No entanto, a região esforça-se activamente por diversificar o seu cabaz de produção de energia, procurando reduzir a predominância do carvão, da energia hidroeléctrica, da energia nuclear e dos combustíveis destilados.

A descoberta de gás natural na região da SADC, em particular em Angola, Moçambique, Namíbia e na República Unida da Tanzânia, provou ser uma "mudança de paradigma" significativa no sector energético regional e em toda a indústria petroquímica. Alguns Estados-Membros, designadamente Botswana, África do Sul, Zâmbia e Zimbabwe, comunicaram a existência de reservas substanciais de gás metano de jazidas de carvão (CBM) que ainda não foram exploradas.

É importante notar que o gás natural é classificado como uma fonte de energia com baixo teor de carbono. Ao contrário de outros hidrocarbonetos, o gás natural pode ser directamente utilizado para fins de aquecimento e, através de processos da indústria petroquímica, pode ser convertido para produzir fertilizantes e outras aplicações.

O desenvolvimento do gás natural no sector da energia reflecte o compromisso firme da região da SADC para com a concretização dos Objectivos de Desenvolvimento Sustentável ('ODS') das Nações Unidas (ONU), números 7 e 9. O ODS 7 visa garantir o acesso fiável a formas de energia modernas, sustentáveis, fiáveis e a preços acessíveis; o ODS 9 destaca a construção de infra-estruturas resilientes, a promoção de uma industrialização inclusiva e sustentável, e o fomento da inovação, ao mesmo tempo que se trabalha para uma mudança nas fontes de energia, tal como estipulado no Pacto Climático de Glasgow 2021.

Esta transição energética implica a adopção de tecnologias de baixas emissões, destinadas a reduzir a dependência em relação aos combustíveis fósseis, especialmente na produção de electricidade, através da implementação de projectos de conversão de gás em energia. Além disso, a utilização de gás em pequenas quantidades será facilitada pelo desenvolvimento de instalações de liquefacção, permitindo a sua conversão em gás natural liquefeito (através de processos de conversão de gás em líquido) ao longo dos seis (6) corredores principais projectados. Estas iniciativas estão alinhadas com as necessidades energéticas identificadas, os planos de industrialização e as infra-estruturas existentes.

O Plano de Implementação do presente RGMP 2023-2038 descreve as actividades programadas, os mecanismos institucionais para supervisionar a implementação da infra-estrutura e o papel dos Estados-Membros e das organizações regionais. O Secretariado da SADC assume a responsabilidade pela coordenação e apresentação de relatórios sobre os progressos registados na execução do presente Plano.

O RGMP 2023-2038 complementa a implementação dos projectos prioritários em curso derivados do RISDP 2020-2030, no âmbito do Pilar II, sobre o Desenvolvimento de Infra-estruturas em apoio à Integração Regional, bem como o segundo plano de acção a curto prazo do Plano Director Regional de Desenvolvimento de Infra-estruturas (RIDMP STAP II) 2023 - 2027. Ao promover a segurança energética e melhorar o acesso a fontes de energia mais limpas, estamos convictos de que a implementação com sucesso deste RGMP 2023 - 2038 contribuirá para a concretização da Visão 2050 da SADC, de uma região industrializada pacífica, inclusiva, competitiva e de rendimento médio a elevado.

Angèle Makombo N'Tumba,
Secretária Executiva Adjunta para a Integração Regional da SADC

SUMÁRIO EXECUTIVO

A transição energética global, impulsionada pela nossa necessidade comum de descarbonização e pela implantação crescente e sustentada de energias renováveis, conduziu a uma mudança profunda nos sistemas energéticos. Esta mudança, não se limita à variabilidade introduzida pelas energias renováveis nos sistemas eléctricos à escala dos serviços públicos, mas também nos domínios da mobilidade, da produção em pequena escala e integrada, da Quarta Revolução Industrial (4IR) e das mudanças subjacentes à digitalização, entre outros, está a alterar fundamentalmente a oferta, a procura e a gestão da energia transportada para os consumidores finais.

Os Estados-membros da Comunidade de Desenvolvimento da África Austral (SADC) têm vindo a enfrentar esta transição no contexto de uma necessidade urgente para garantir fontes de energia fiáveis e economicamente viáveis para impulsionar o desenvolvimento, o crescimento económico e a prosperidade para todos na região.

Os Estados-membros, com recursos de gás endógenos significativos, reconheceram o gás natural como um combustível de transição fundamental, que contribui para a redução das emissões de gases com efeito de estufa, fornecendo simultaneamente aos sistemas energéticos energia passível de ser enviada de forma rentável e fiável. Além disso, o gás natural pode facilitar a industrialização a longo prazo como matéria-prima petroquímica e como fonte de aquecimento industrial fiável e rentável.

A 37.ª Cimeira de Chefes de Estado e de Governo da SADC, realizada em Pretória, na África do Sul, em agosto de 2017, instruiu o Secretariado da SADC a coordenar e a criar um Comité Interestatal (Regional) do Gás para promover a inclusão do gás no conjunto de energias regionais e para o desenvolvimento industrial. Além disso, durante a reunião acolhida virtualmente por Moçambique, em 30 de outubro de 2020, os Ministros da SADC responsáveis pela Energia receberam e analisaram relatórios sobre o plano de implementação de alto nível da Fase I do Plano Diretor Regional do Gás (RGMP I) e instaram os Estados-membros a desenvolver a Infra-estrutura e os mercados de gás na região. Os Ministros aprovaram igualmente o roteiro para a Fase II do Plano Diretor Regional do Gás (RGMP II). O RGMP prevê um equilíbrio ideal entre a oferta de gás (nacional, regional, internacional), a procura de gás (electricidade, aquecimento, petroquímica, mobilidade) e o desenvolvimento da infra-estruturas necessárias. O desenvolvimento de infra-estruturas, especificamente no âmbito da cadeia de valor do gás, exige a garantia de compra à escala necessária para a viabilidade financeira e o investimento. A principal consequência é que o sector da electricidade deve ancorar o investimento, facilitando assim a procura secundária e a industrialização.

Normalmente, a produção de gás na região provém de um jazigo costeiro (atualmente esgotado) na África do Sul, de gás associado em Angola e de jazigos terrestres no sul de Moçambique e na Tanzânia. Na ausência de novas descobertas perto dos jazigos terrestres, a oferta destes recursos deverá começar a diminuir nos próximos 10 anos. Simultaneamente, a região assistiu à descoberta de recursos de gás muito substanciais no norte de Moçambique e na Tanzânia e, ultimamente, ao largo da costa da África do Sul e da Namíbia. Estas descobertas colocaram a região na vanguarda do panorama mundial do gás natural líquido (GNL) e do gás natural.

Apesar destas descobertas, a região continua em situação de pobreza energética, o que sublinha a necessidade de um aprovisionamento energético competitivo e sustentável. Devido a esta situação de pobreza energética, existe uma grande dependência da biomassa (combustível de madeira) para satisfazer as necessidades energéticas, o que tem consequências socioeconómicas e ambientais directas. A industrialização é igualmente reduzida, com uma produção limitada de produtos petroquímicos e de fertilizantes. Os Estados-membros da SADC registam um crescimento demográfico e uma necessidade urgente de promover um crescimento económico inclusivo, reduzir a pobreza e a desigualdade de rendimentos e criar prosperidade e bem-estar para todos.

Em paralelo, é necessário abordar a questão do aquecimento global e a região comprometeu-se a atingir os Objectivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas, através dos Contributos Determinados ao nível Nacional (CDN), para garantir o acesso a uma energia acessível, fiável, sustentável e moderna para todos e, por conseguinte, aumentar substancialmente a quota de energias renováveis no conjunto das energias da região. Neste contexto, o potencial de energia solar e de energia eólica é dos melhores do mundo. O gás natural produzido no país pode contribuir de forma decisiva para a realização destes objectivos, fornecendo uma fonte de electricidade complementar despachável e acelerando o desenvolvimento da rede eléctrica em zonas ricas em recursos renováveis. Desta forma, o gás pode acelerar a transição energética para um cenário de menor emissão de carbono na região.

Por conseguinte, as decisões tomadas na região devem equilibrar as necessidades de crescimento económico com a sustentabilidade ambiental. Os sistemas energéticos devem descarbonizar-se, garantindo simultaneamente o acesso à energia, a segurança, a estabilidade e a acessibilidade dos preços, permitindo assim um crescimento económico sustentável, equitativo e inclusivo.

Existe uma grande oportunidade para a região, ao desbloquear os seus recursos internos de gás e, ao fazê-lo, satisfazer as necessidades energéticas dos seus cidadãos, acelerando simultaneamente o caminho para um futuro com baixas emissões de carbono na região.

O Plano Diretor Regional do Gás foi, portanto, baseado na seguinte Visão e Enquadramento Estratégico:

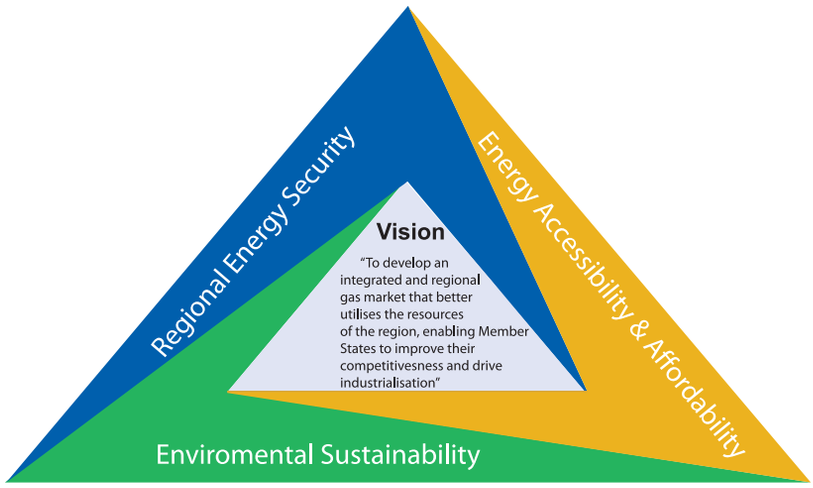


Figura 1: Visão e Enquadramento Estratégico do RGMP

Para atingir esta visão, há vários objectivos estratégicos que devem ser alcançados:

Adotar uma aposta na segurança energética regional no âmbito da SADC
Todos os países da região devem comprometer-se no sentido de incluir no plano energético a consideração dos recursos regionais e, sempre que possível, dar prioridade ao cabaz energético de menor custo nesta base. A melhor forma de o fazer é através do Plano Integrado de Energia

Expedir projectos de exportação de GNL
Muitos dos grandes recursos de gás da região são ideais para a produção de GNL para os mercados de exportação globais. Este facto proporciona uma procura de carga de base fundamental para que a região comece a rentabilizar os seus grandes recursos de gás. Constitui também uma importante fonte de exportação para muitos países. Por conseguinte, é fundamental que estes grandes projectos de GNL prossigam.

Usar o gás nacional e regional para satisfazer a procura regional de electricidade de nível médio
Os compromissos de fornecimento interno e de royalties de gás incorporados nos acordos de concessão, nos planos de desenvolvimento de jazigos e nos contratos associados a estes projectos de GNL são um instrumento importante para os governos assegurarem o fornecimento de gás ao mercado local. No entanto, é importante que seja gerada uma concorrência de escala e valor suficientes para garantir que esse fornecimento de gás doméstico seja economicamente viável. A conversão do gás em electricidade (GTP) é a alternativa de monetização mais viável para ancorar essa procura economicamente viável.

Os projectos GTP devem ser desenvolvidos usando recursos nacionais costeiros e terrestres e a rede eléctrica do Fundo (Repositório) de Energia Eléctrica da África Austral (SAPP) deve ser reforçada de modo a que a electricidade possa ser transportada para os principais centros de procura de energia. Os países produtores de gás devem proporcionar uma estimativa clara sobre os volumes, o período e a gama de preços dos recursos de gás que serão disponibilizados para consumo interno e regional. Os países da SADC devem igualmente assumir compromissos firmes no que respeita aos volumes (GTP) que estariam dispostos a absorver. Embora tal deva ser feito através de um concurso público, deve ser feito de uma forma que possa apoiar o investimento a longo prazo em infra-estruturas de distribuição e produção de electricidade na região. Assim, os programas de produtores independentes de electricidade (PEI) devem ser abertos a proponentes regionais.

Usar o GNL importado para satisfazer a atual procura industrial e substituir o combustível para motores diesel em centrais de pico
Inicialmente, os terminais de GNL devem ser desenvolvidos para substituir os volumes de gás destinados à procura industrial atual, recorrendo, na medida do possível, às infraestruturas existentes. Tendo esta demanda ancorado o desenvolvimento da infraestrutura necessária, o GNL pode ser usado para substituir o uso de diesel em centrais de pico, numa base agregada.

Desenvolver a infra-estrutura de gasodutos para estabelecer sistemas integrados de oferta/procura de gás em que os recursos de gás estejam próximos da procura
Devem ser considerados gasodutos para ligar os recursos de gás à demanda atual. Isto é particularmente relevante para as áreas onde os actuais recursos de gás estão a esgotar-se, como a Tanzânia, ou onde existe um grande nó de procura bastante próximo da fonte, como da Bacia do Orange até ao Cabo Ocidental.

Facilitar a industrialização regional através do desenvolvimento de instalações petroquímicas próximas dos recursos de gás
O desenvolvimento de instalações GTP na região deverá contribuir para a concorrência industrial global, melhorando a fiabilidade energética e reduzindo o custo global da electricidade. No entanto, o papel que o gás natural pode desempenhar vai para além do sector energético integrado (electricidade, transportes e aquecimento), com o uso eficaz de recursos de gás competitivos em termos de custos como matéria-prima petroquímica. Estas instalações estarão simultaneamente em concorrência com instalações globais de dimensão mundial, que usam gás de baixo custo e instalações já estabelecidas, pelo que necessitam de gás e Infra-estrutura muito competitivas em termos de custos para capacitá-las. Assim sendo, devem ser estabelecidas em locais próximos dos recursos de gás em grande escala, mas em zonas com bom potencial portuário e de Infra-estrutura, como Nacala ou Soyo.

Ter acesso aos mercados comerciais e domésticos através do LPG e do CNG
Como resultado da falta de acesso às instalações de cozinha limpa, a maioria das pessoas na África Subsariana depende da biomassa para cozinhar, especialmente nas zonas rurais. Esta situação afecta dramaticamente a saúde e prejudica a produtividade, com o fardo a recair desproporcionadamente sobre as mulheres. A extração não sustentável de lenha também contribui para as alterações climáticas. O objetivo a longo prazo da região é proporcionar energia a preços acessíveis a todos os cidadãos, incluindo os que residem em zonas rurais que podem não ser acessíveis através de uma rede elétrica. As necessidades energéticas destas zonas dependem fortemente da biomassa, que deve ser substituída, a prazo, por gás de petróleo liquefeito (GPL) e gás natural comprimido (GNC). A outra vantagem do desenvolvimento de um sector de GPL na SADC é que pode funcionar como um "mercado de sementes" para o gás natural.

Aumentar a dinâmica da transição energética através da facilitação das energias renováveis e da economia do hidrogénio
Em última análise, o uso dos recursos regionais de gás natural deverá desbloquear investimentos adicionais em energias renováveis através do reforço da Infra-estrutura da rede eléctrica na região, particularmente em áreas com elevado potencial de energias renováveis, como a Namíbia e o Cabo Setentrional. O desenvolvimento de projectos de hidrogénio azul pode também ser um facilitador do hidrogénio verde.

Na eventualidade de esta estratégia ser seguida, poderá ser feito um investimento no valor de cerca de 17 mil milhões de dólares americanos em infra-estruturas de distribuição de gás e electricidade e na produção de energia, de acordo com o seguinte Plano de Investimento em Infra-estruturas:

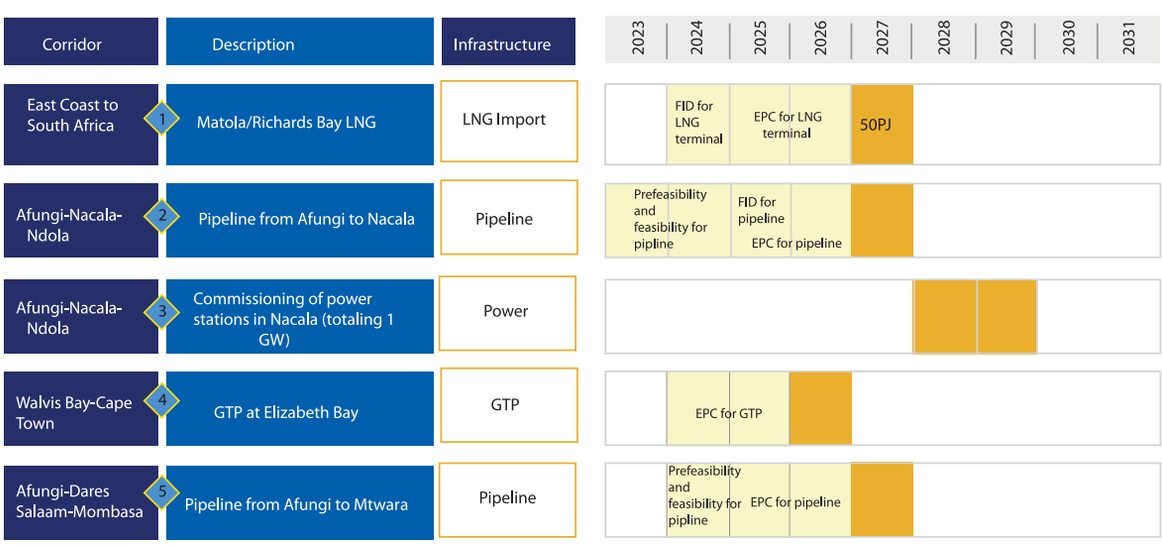


Figura 2: Projectos de Infra-estrutura Regionais Propostos Priorizados

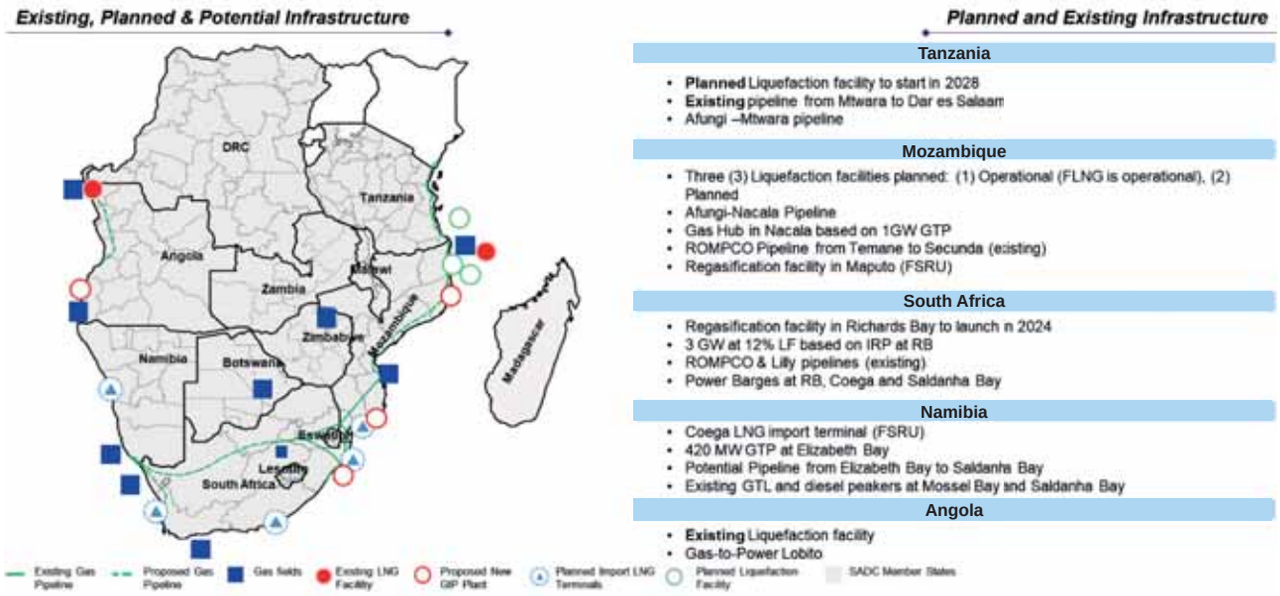


Figura 3: Infra-estruturas Existentes, Previstas e Potenciais Mapeadas

Há também várias dimensões essenciais que devem ser abordadas para concretizar esta Visão e este Projecto de Infra-estrutura

Tabela 1: Principais dimensões facilitadoras para concretizar a visão do RGMP e o Projecto de Infra-estrutura

Objectivo	Resultados	Fundamentação da ação
A. Convergência das políticas	• 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	Como região, o maior obstáculo ao desenvolvimento de um mercado regional do gás é a falta de um ambiente político coerente ao nível nacional que integre o gás regional na produção de energia. O desenvolvimento de políticas e o alinhamento das políticas regionais devem ser prioritários e assegurar um equilíbrio cuidadoso entre as necessidades dos Estados-membros de proteção dos recursos nacionais e de segurança do da oferta energético, por um lado, e os imperativos ambientais e a procura de um aprovisionamento energético com emissões líquidas nulas de carbono, por outro, atraindo simultaneamente investidores para a cadeia de valor do gás e assegurando a concorrência. O Planeamento Energético Integrado, ao nível nacional e regional, é um instrumento fundamental para os Estados-membros da SADC administrarem o trilema energético e tomarem decisões atempadas e informadas sobre a gestão da oferta e da procura de energia.
B. Um Quadro Normativo Favorável	• Garantir a segurança do fornecimento regional • Proteger os interesses do consumidor final através de preços transparentes e justos • Promover o investimento através da redução dos obstáculos à entrada, do reforço da concorrência e da facilitação da entrada de novos operadores • Promover o comércio transfronteiriço através de códigos de rede de gás harmonizados e de requisitos de licenciamento claros, • Abordar a questão da posição dominante na cadeia de valor vertical • Garantir a segurança e a sustentabilidade ambiental no sector	O quadro normativo e os mecanismos devem promover a concorrência e assegurar um acesso fácil ao mercado através de um quadro normativo favorável ao investidor que responda igualmente às necessidades nacionais. O cenário normativo fragmentado atual poderá dificultar as perspectivas de integração regional e de harmonização normativa, pelo que se recomenda que seja abordado de forma faseada, começando com a cooperação bilateral entre países com mercados de gás existentes e alinhados com os clusters e os corredores económicos . Os Estados-membros com mercados de gás existentes devem assumir a liderança no que respeita à harmonização normativa (tanto técnica como económica) na sequência da convergência ao nível político. Posteriormente, pode ser feita uma harmonização multilateral e depois regional.

Objectivo	Resultados	Fundamentação da ação
C. Desenvolvimento do Mercado	• Preços justos e transparentes que respondam às necessidades nacionais e regionais e ao risco cambial • Harmonização e transparência das tarifas de circulação • Contratos elegíveis que estão alinhados em toda a cadeia de valor	O desenvolvimento do mercado não pode ocorrer sem que a oferta esteja estabelecida, a procura assegurada e a Infra-estrutura desenvolvida. É improvável uma integração regional imediata e abrangente, devendo ser adoptada uma abordagem faseada para o desenvolvimento e integração do mercado. Por conseguinte, um aspeto crítico sobre o desenvolvimento do mercado do gás é assegurar a procura dos potenciais mercados nacionais de gás em grande escala e a assinatura de acordos de compra com os locatários-âncora (eletrões ou moléculas). É provável que seja realizado ao nível nacional e proporcionado por agregadores nacionais.
D. Capital e Investimento	• A integração das infra-estruturas físicas é simultaneamente um precursor e um catalizador de uma integração económica mais profunda, permitindo assim que os países beneficiem de economias de escala. • É necessário capital para desenvolver a Infra-estrutura energéticas da SADC, em especial nos casos onde os Estados-membros não estão em condições de financiar tais empreendimentos	As instituições regionais devem promover acordos e compensações para garantir que a região invista em Infra-estrutura de distribuição de energia. Este processo tem duas componentes: • Assegurar o reforço e a expansão da rede eléctrica SAPP para melhorar a integração energética e permitir o desenvolvimento de GTP em grande escala perto de fontes de gás • Desenvolvimento de redes de gasodutos que possibilitem a criação de sistemas integrados de oferta/procura, através da união de múltiplos pontos de procura e oferta. A criação de um Fundo de Energia para a SADC deve ser considerada.
E. Promover a industrialização baseada no gás através da petroquímica e do desenvolvimento industrial	• Criação de zonas comerciais com acesso a energia segura e a preços acessíveis • Desenvolvimento de um sector petroquímico baseado no gás, com recurso a gás endógeno a preços acessíveis	A industrialização regional deve ser feita através do acesso a energia segura e a preços acessíveis. Posteriormente, as instalações petroquímicas baseadas no gás devem ser estabelecidas nos pólos industriais com acesso a gás a preços acessíveis. As parcerias privadas (PPP) devem ser empregues para estabelecer os centros (serviços públicos, serviços, etc.) A cooperação regional em termos de mercados de produtos a jusante (fertilizantes, etc.) deve também ser incentivada.
F. Desenvolver uma mão de obra altamente qualificada e inovadora	• Partilha de conhecimentos e experiências • Quadro de Desenvolvimento de Competências • Desenvolvimento das competências técnicas	A região da SADC pode beneficiar dos Estados-membros com sistemas educativos mais desenvolvidos e dos que possuem indústrias de gás estabelecidas, pelo que a partilha de conhecimentos e de experiências se torna um fator tangível. O objetivo do Quadro de Desenvolvimento de Competências do RGMP é proporcionar um modelo para que os Estados-membros possam alinhar as iniciativas de desenvolvimento de competências, garantindo que as competências necessárias para o desenvolvimento do mercado do gás sejam consideradas e atendidas.

1. INTRODUÇÃO

1.1 Antecedentes sobre o Plano Diretor Regional do Gás (RGMP)

A Visão 2050 da Comunidade para o Desenvolvimento da África Austral (SADC) prevê alcançar um futuro comum, no seio de uma comunidade regional que assegure o bem-estar socioeconómico, a melhoria do nível e da qualidade de vida, a liberdade e a justiça social, a paz e a segurança dos povos da África Austral. Os Chefes de Estado e de Governo da SADC decidiram ainda avançar para a Visão 2050, potenciando as áreas de excelência e implementando prioridades para alcançar um desenvolvimento socioeconómico inclusivo e sustentável através da remoção de todas as barreiras a uma integração mais profunda e guiados pelos objectivos e princípios do Tratado e da Agenda da SADC.

O Plano Estratégico Indicativo de Desenvolvimento Regional da SADC (RISDP) 2020-2030, tem como objetivo central a integração regional, como parte do seu papel nos blocos de construção para a integração da União Africana (UA). O RISDP 2020-2030 da SADC também estabeleceu como 2º pilar o desenvolvimento de Infra-estrutura, incluindo diferentes formas de energia, para apoiar a integração regional. De igual modo, a Estratégia e Roteiro de Industrialização da SADC 2015-2063 identificou o agro-processamento, a beneficiação de minerais e o desenvolvimento da cadeia de valor da indústria transformadora como três vias de crescimento fundamentais para a industrialização da região, com a remoção de barreiras não pautais para permitir e promover o comércio intra-regional.

O desenvolvimento dos enormes recursos de gás natural na região da SADC pode proporcionar segurança energética e desenvolvimento industrial, apoiar o crescimento económico, promover o desenvolvimento e contribuir para a geração de receitas fiscais. Entretanto, o potencial de oferta excede as oportunidades de curto prazo para o consumo doméstico, devido ao facto de as economias nacionais ainda estarem relativamente subindustrializadas. Há, portanto, a necessidade de determinar as potenciais cadeias de valor associadas ao gás, avaliar as oportunidades de comércio regional de gás, bem como as oportunidades de monetarização do gás ao nível nacional. Tendo em conta a sua interdependência, foi necessário o desenvolvimento de um Plano Diretor Regional do Gás (PDRG).

É importante que a região observe para além das fronteiras nacionais e identifique a procura e necessidades potenciais de gás natural ao nível da região e do resto de África. Tendo em conta as interdependências regionais e os investimentos substanciais necessários para desbloquear e ligar a oferta à procura, é necessária uma visão regional da monetização do gás natural. Assim sendo, o RGMP pretende proporcionar aos decisores um roteiro tangível para desbloquear o desenvolvimento do potencial regional de gás da SADC.

1.2 Relações estratégicas e políticas

O Plano Diretor Regional do Gás da SADC está baseado em políticas e estratégias globais, continentais, regionais e nacionais, centradas na integração regional, na industrialização e no desenvolvimento sustentável. Todos os Estados-membros da SADC assumiram 17 metas políticas ambiciosas para acabar com a pobreza, proteger o planeta, promover a igualdade de género e garantir a prosperidade, como parte da Agenda de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas, e estão empenhados em atingir metas específicas até 2030.

A região da SADC tem um conjunto específico de questões-chave que requerem atenção e intervenção, que, por sua vez, significa que diferentes Objectivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) terão prioridade sobre outros. O ODS 7 procura garantir o acesso a energia moderna, fiável, sustentável e a preços acessíveis para todos. A região da SADC tem como objetivo aumentar substancialmente a quota das energias renováveis no sector energético mundial e duplicar a melhoria da eficiência energética. Os progressos neste objetivo traduzem-se em progressos em todas as prioridades acima enumeradas. O RGMP defende o uso do gás natural para ajudar a região a proporcionar energia acessível e fiável aos seus cidadãos, ao mesmo tempo que permite o avanço das energias renováveis, proporcionando uma fonte de energia complementar despachável.

A Agenda 2063 da União Africana (UA) é o Projecto e o Plano Director de África para transformar a África na potência mundial do futuro. É o quadro estratégico que visa concretizar o desenvolvimento inclusivo e sustentável e tem sete aspirações fundamentais.[1] O RGMP da SADC tem por objetivo apoiar a Agenda 2063 da UA, assegurando que os recursos de gás natural da região permitam a transição energética e, portanto, o desenvolvimento sustentável da região. Pretende igualmente assegurar um continente integrado através do desenvolvimento de Infra-estrutura regional, da convergência de políticas, da harmonização normativa e da integração dos mercados.

[1] União Africana (AU), 2013, Agenda 2063: A África que queremos

Em conclusão, o enfoque que todos os países colocaram na realização dos ODS, e os seus NDCs para o Acordo de Paris, conduziram a um esforço regional concertado para colmatar o fosso energético na região da SADC nos últimos dez anos. Os Estados-membros da SADC reforçaram a política e a legislação em matéria de energia, avançaram com as infra-estruturas, expandiram as ligações à rede eléctrica, aumentaram os conhecimentos sobre soluções de energia fora da rede eléctrica e mais. O presente estudo visava garantir que as decisões estratégicas e políticas relevantes tomadas pela SADC ao nível regional e pelos Estados-membros ao nível nacional fossem consideradas e integradas, de modo a assegurar o alinhamento e a coerência do planeamento, tal como ilustrado na figura seguinte.

Figura 4: Alinhamento do Plano Diretor Regional do Gás

2. ABORDAGEM E METODOLOGIA

Foi feita uma abordagem definida que inclui duas fases distintas de execução do RGMP (ou seja, RGMP I e RGMP. A Fase I do RGMP teve início em janeiro de 2020 e concluiu-se com o desenvolvimento do Quadro Conceptual do RGMP. Durante uma reunião organizada virtualmente por Moçambique, a 30 de outubro de 2020, os Ministros da SADC responsáveis pela Energia receberam e analisaram relatórios sobre o plano de implementação de alto nível do RGMP I e instaram os Estados-membros a desenvolver a Infra-estrutura e os mercados de gás na região.

Os Ministros aprovaram o roteiro para a Fase II do RGMP e elogiaram o Banco de Desenvolvimento da África Austral (DBSA) por apoiar o desenvolvimento do RGMP I. Também elogiaram o DBSA e a Corporação de Desenvolvimento Industrial (IDC) por se oferecerem para apoiar o RGMP II.

A Fase II, que teve início em dezembro de 2021, incorporou o desenvolvimento da Visão e Estratégia do RGMP e concluiu com o Plano de Desenvolvimento de Infraestruturas e Mercados e o Plano de Implementação.

Esta metodologia global é descrita em pormenor na figura abaixo, sendo que os grupos de trabalho são os principais resultados obtidos em cada fase.

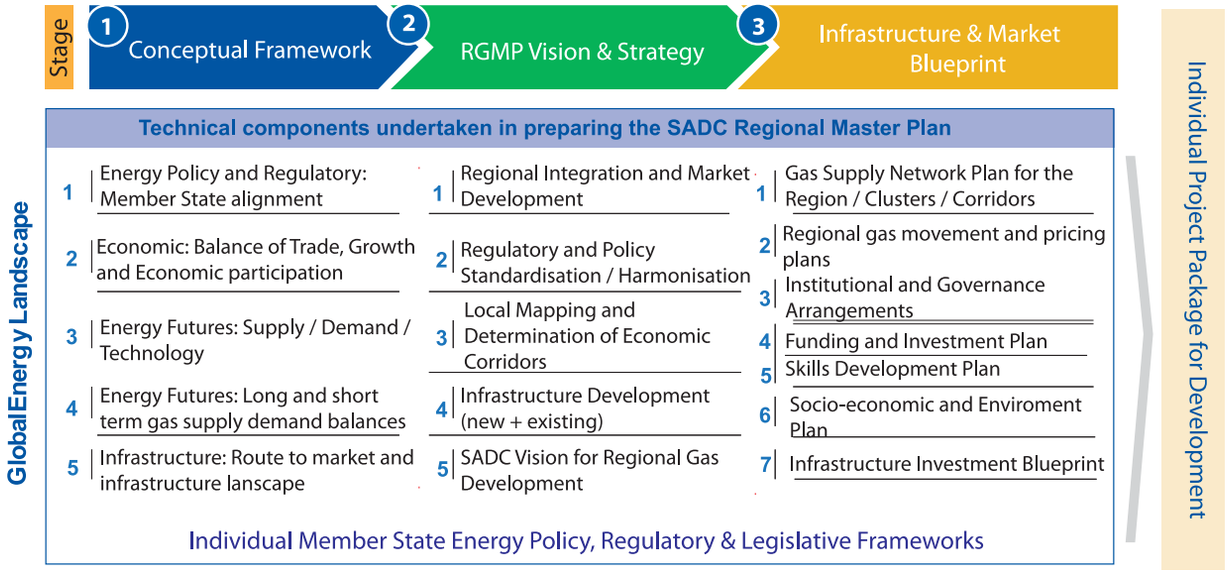


Figura 5: Abordagem e metodologia do RGMP

No desenvolvimento do RGMP, existem duas condições de fronteira, nomeadamente:

1. o "panorama energético mundial", caracterizado pelo esforço de descarbonização e pela transição energética para uma nova estrutura do sistema energético mundial,

2. Os quadros político, normativo e legislativo dos Estados-membros em matéria de energia, como definido pela política declarada dos referidos Estados-membros.

As condições fronteiriças definem o âmbito em que foram efectuadas as análises do PGRH. Isto inclui as vias prováveis de desenvolvimento tecnológico e as curvas de custos, as mudanças na estrutura do sistema energético e as oportunidades e desafios que devem ser ultrapassados nessas mudanças. Além disso, o contexto político declarado proporcionou o ambiente político definido no âmbito sobre o qual o desenvolvimento da energia e das nfra-estruturas é planificado entre os Estados-membros. Nos casos em que se verificou um desvio em relação à política declarada, a justificação é claramente articulada e fundamentada através de considerações técnico-económicas.

Foram elaboradas as seguintes fases:
- Fase I: Quadro Conceptual,
- Fase II: Visão e estratégia do RGMP,
- Fase II: Plano de Desenvolvimento da Infra-estrutura e do Mercado e Plano de Implementação.

2.1 Fase I: Quadro Conceptual

Para alcançar o resultado desejado e criar um plano viável para a integração e o desenvolvimento regional num horizonte de 30 anos, foram efectuadas várias análises fundamentais sobre os ambientes da oferta, da procura, das políticas e da regulamentação, como contributos para o desenvolvimento das perspectivas a longo prazo. Devido aos níveis de incerteza, especialmente no que respeita à transição energética e ao horizonte temporal especificado, foi feita uma abordagem baseada em cenários e modelada a oferta e a procura para alcançar o equilíbrio.

A abordagem para as previsões a longo prazo centrou-se na procura, considerando os segmentos-chave, a evolução de base por segmento e o impacto das tendências específicas do sector na procura. As necessidades de aprovisionamento de gás tiveram em conta as intenções políticas declaradas (por exemplo, os Planos Integrados de Recursos (IRP) específicos de cada país) e foram aumentadas/diminuídas em função das projecções de crescimento da procura e das tendências do sector.

Estas foram as principais áreas de incidência para a integração nacional, o desenvolvimento sectorial e o desenvolvimento da Infra-estrutura.

2.2 Fase II: A Visão do RGMP e o Plano de Desenvolvimento de Infra-estruturas

A fase II do processo RGMP incluiu o desenvolvimento da visão e estratégia do RGMP, bem como a elaboração do Plano de Desenvolvimento da Infra-estrutura e do Mercado e do Plano de Implementação.

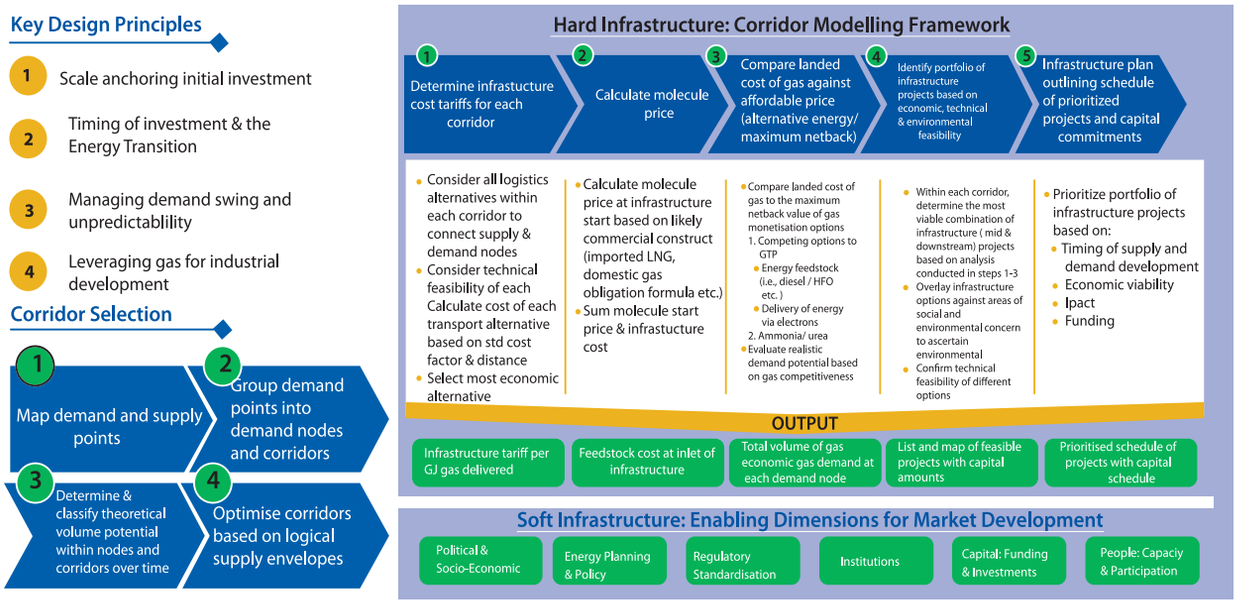


Figura 6: Quadro para o desenvolvimento da fase II do RGMP e do Plano para a Infra-estrutura

Para o desenvolvimento do mercado regional do gás, foram consideradas as seguintes dimensões fundamentais:

- oferta e acesso a moléculas de gás natural, quer através de GNL importado, quer através de gás produzido ao nível nacional/regional,
- a rotas para as opções de mercado e as infra-estruturas regionais que permitam o transporte e o comércio de moléculas, electres (da GTP) ou produtos petroquímicos,
- procura por parte dos compradores a jusante e dos consumidores finais.

São necessárias condições favoráveis para facilitar o investimento em toda a cadeia de valor. Isto inclui o investimento em:

- opções de abastecimento, incluindo a exploração, desenvolvimento e produção de jazigos de gás e a liquefação de GNL;
- Infra-estrutura que ligue a oferta à procura, incluindo portos, instalações de regaseificação e armazenamento de GNL, gasodutos, redes ferroviárias e rodoviárias; e
- aplicações industriais de procura, incluindo a geração de electricidade, petroquímicos e a indústria pesada.

O desenvolvimento do mercado não acontece de forma isolada. Os factores que permitem atrair o investimento e catalisar o desenvolvimento necessário devem estar presentes. Entre as dimensões facilitadoras consideradas incluem-se:

- **Político, Socioeconómico e Ambiental.** A geopolítica da energia e a transição energética justa.
- **Capital e Investimento** Disponibilidade de capital e condições macroeconómicas e fiscais para o investimento.
- **Política, legislação** e regulamentação. Orientação política, quadros legislativos e regulamentares, com maturidade, certeza e coerência na aplicação.
- **Disposições Institucionais.** Funções e responsabilidades das principais entidades de governação nos domínios normativo, público e privado.
- **Infra-estrutura e Estrutura do Mercado.** Qualidade da Infra-estrutura, dimensão do mercado e acesso por parte de terceiros.
- **Pessoas: Capacidade e participação.** As aptidões, competências e talentos necessários para o desenvolvimento de cadeias de valor técnicas, proporcionando assim o capital humano.

2.3 Integração Regional

Os países africanos têm historicamente uma classificação baixa quando se trata da concorrência na economia global, prejudicados por mercados fragmentados que inibem a eficiência e limitam o crescimento económico[2]. A integração dos mercados regionais e, para além disso, a integração económica, podem contribuir para uma maior competitividade dos Estados-membros na economia global, através do aumento das vantagens comparativas de uma forma integrada.

A escala dos investimentos em infra-estrutura necessários no sector da energia exige mercados suficientemente grandes para garantir o escoamento para efeitos de financiamento bancário, o que não é frequentemente o caso na região da SADC. Mercados-chave como a África do Sul podem desbloquear oportunidades regionais de gás doméstico para benefício de todos. Esta integração colectiva permite o acesso a energia a um custo potencialmente inferior ao que seria obtido através de esforços individuais.

Ou seja, a integração pode ser mutuamente benéfica tanto para o Estado-Membro importador de energia como para o Estado-Membro exportador de energia. Os mecanismos de integração dependerão do equilíbrio entre as exigências soberanas e os benefícios que a integração pode proporcionar. A integração regional dos Estados-membros no sector do gás pode ser conseguida através da integração das cadeias de valor, em várias cadeias de valor inter-relacionadas, como se indica a seguir.

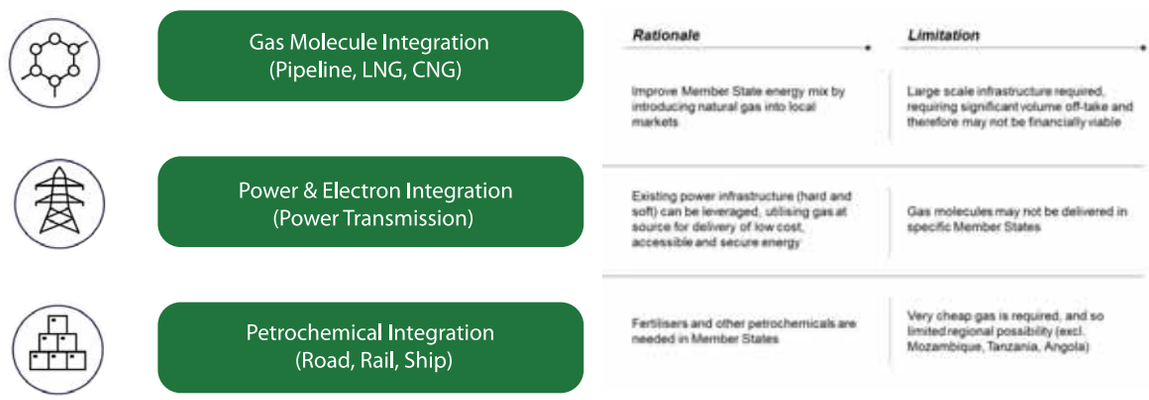


Figura 7: Opções e oportunidades de integração

As considerações técnico-económicas, bem como a sustentabilidade a longo prazo, devem orientar as decisões a este respeito. Por conseguinte, as considerações do RGMP basearam-se nos seguintes elementos:

- curto prazo: opção de custo mais baixo com mecanismos viáveis de fornecimento de tecnologia que
- permitam a segurança energética, a acessibilidade, a viabilidade económica e a sustentabilidade;
  longo prazo: atenuar os riscos associados aos activos irrecuperáveis.

Além disso, o investimento em infra-estrutura cria cadeias de valor que têm benefícios económicos mais amplos, exigindo uma abordagem integrada e de cadeia de valor para o desenvolvimento do mercado.

2.4 Desenvolvimento industrial e participação do sector privado

As potencialidades de fornecimento de gás na região excedem a procura a curto prazo devido às economias relativamente pouco industrializadas dos Estados-membros da SADC. A disponibilidade de gás pode impulsionar a industrialização na região, potencialmente através de projectos de grande escala que estimulem a procura, por exemplo, GTP, complexos petroquímicos, instalações de conversão de gás em líquidos (GTL), produção de amoníaco para fertilizantes ou projectos de hidrogénio azul.

Os Estados-membros da SADC têm a obrigação de satisfazer várias necessidades de desenvolvimento e socioeconómicas dos seus cidadãos, que devem ser possibilitadas pela industrialização da região. No entanto, existem grandes lacunas financeiras, humanas e tecnológicas neste sector, o que exige o apoio do sector privado. Portanto, os Estados-membros defendem a parceria com o sector privado no fornecimento, manutenção, operação, gestão e propriedade da infra-estrutura, sistemas, serviços e instalações com base em diferentes modalidades, incluindo parcerias público-privadas.

O objetivo do RGMP será o de servir como uma base de dados para o sector e informará e apoiará as discussões das partes interessadas e os processos de tomada de decisões sobre políticas públicas.

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

3. CONTEXTO MACRO EM EVOLUÇÃO

3.1 A Transição Energética (Justa)

A atual transição do sistema energético mundial é estrutural. No entanto, ao contrário de grande parte do resto do mundo, os Estados-membros da SADC têm de enfrentar e resolver os desafios históricos da pobreza energética, da falta de acesso equitativo à energia e da fraca segurança energética, com escassez persistente de electricidade. Esta situação constitui um entrave ao desenvolvimento económico e social regional da SADC. No entanto, é evidente que será necessário reforçar urgentemente as expectativas de atenuação das alterações climáticas, a fim de evitar os seus impactes significativos, e que os países serão sujeitos a uma pressão política crescente para reforçarem as suas expectativas. O quão rápido e grave poderá ser este reforço da expetativa, bem como o impacto subsequente nas políticas energéticas ao nível regional e nacional, é pouco claro. Prever estimativas fiáveis para a energia global, incluindo a procura de gás, é significativamente complicado devido a estas incertezas políticas e tecnológicas.

O equilíbrio entre a necessidade de combater a carência energética e de reforçar o acesso à energia e a sua acessibilidade, por um lado, e o compromisso e a consecução dos objectivos de emissões líquidas nulas, por outro, exige uma abordagem equilibrada e diferenciada. No contexto da SADC, há que considerar o estado inaceitável do acesso aos sistemas de energia modernos e a necessidade urgente e imediata para a região criar prosperidade para a sua população. Para além disso, o papel que os Estados-membros da SADC desempenharam e continuam a desempenhar nas emissões globais de CO2 é negligenciável.

Na medida em que as energias renováveis se tornam mais rentáveis e contribuem para uma maior capacidade de produção na região, é necessário atenuar os desafios estruturais da estabilidade da rede eléctrica, devido ao fornecimento variável de energias renováveis. O gás é um fator importante na transição energética, uma vez que facilita o aumento da utilização das energias renováveis, assegura o aprovisionamento energético e diversifica as fontes de energia regionais. A necessidade de um sector energético diversificado é importante. É pouco provável que sejam aprovados novos projectos de carvão devido a restrições de financiamento; o nuclear é considerado uma opção dispendiosa que exige compromissos a longo prazo, enquanto as alterações climáticas estão a afetar os recursos hídricos da região.[3] Grande parte da região está dependente da biomassa (combustível de madeira) para aquecimento e para cozinhar, facto que suscita preocupações ambientais e socioeconómicas, afectando os membros mais vulneráveis da sociedade[4]. Esta situação deixa poucas opções para os Estados-membros aumentarem o aprovisionamento energético e melhorarem a segurança energética de uma forma sustentável do ponto de vista ambiental.

As grandes descobertas no sector do gás, se forem adequadamente integradas através das vias adequadas para as opções de mercado, poderão criar um sector de produção equilibrado, melhorando simultaneamente a flexibilidade do sistema. O investimento necessário em infra-estrutura pode desbloquear o desenvolvimento económico, reduzir a pobreza energética, melhorar o acesso à energia e abordar de forma significativa os desafios energéticos que a região enfrenta. Contudo, a oportunidade de usar os recursos de gás natural da região para fazer face à sua transição energética tem um horizonte de ação definido.

3.1.1.Pobreza Energética

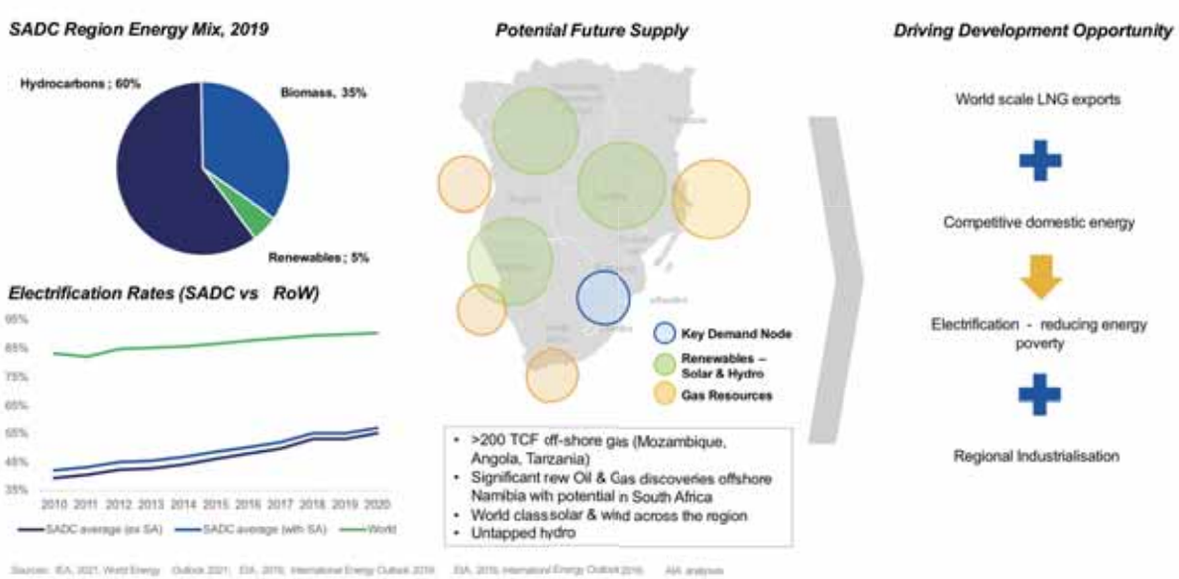


Figura 8: O Cenário Energético da SADC

[3] Brooks, C., 2019, EEG Energy Insight: As alterações climáticas irão minar o potencial hidroelétrico em África?
[4] Clean Cooking Alliance, The Issues, https://cleancooking.org/the-issues/, Acedido em março de 2022,

De acordo com o Relatório sobre a Situação das Energias Renováveis e da Eficiência Energética da SADC de 2018, 48% dos residentes da região têm acesso à electricidade[5]. Estes dados são comparáveis aos publicados pelo Banco Mundial, que indicavam que a África Subsariana (ASS) tinha as taxas de acesso à energia mais baixas do mundo, com 48% da população a ter acesso à electricidade em 2020[6]. Conforme demostrado e Figura 8, embora a SADC ser dotada de um potencial de energias renováveis de classe mundial (nomeadamente solar e hídrica) e de abundantes recursos de hidrocarbonetos (especialmente gás), continua a ser uma região pobre em energia, na qual muitas pessoas têm de enfrentar os desafios ligados à escassez de energia. A pandemia de Covid-19 afectou negativamente os progressos em matéria de acesso à energia em toda a África Subsariana, o que foi ilustrado pelo declínio da taxa de acesso à electricidade em toda a região nos últimos anos. Estima-se que a atual taxa de acesso à electricidade na ASS deve triplicar para combater os efeitos da pandemia e atingir a meta 7.1 dos ODS até 2030.[7]

A falta de acesso a combustíveis e tecnologias para cozinha mais limpas na África Subsariana é significativa, a taxa de crescimento da população continua a ultrapassar a taxa de acesso a combustíveis limpos para cozinhar em muitos países da região.[8] Para além das dificuldades causadas pela pandemia, a falta de acesso a combustíveis e tecnologias de cozinha mais limpos foi intensificada pelos recentes aumentos de preços dos combustíveis resultantes da guerra na Ucrânia. Em 2021, mais de um terço da população mundial não tinha acesso à electricidade e vivia na região da África Subsariana. O acesso limitado a infra-estrutura e tecnologias de cozinha limpas, juntamente com combustíveis a preços acessíveis, levou a uma forte dependência na biomassa para cozinhar na África Sub-sahariana, especialmente nas zonas rurais. Esta situação tem um impacto dramático na saúde, prejudica a produtividade, provoca a poluição atmosférica, agrava a desflorestação e agrava os efeitos negativos das alterações climáticas.[9]

A recolha, aquisição e uso de biomassa pode ser onerosa e, em alguns casos, perigosa. As mortes prematuras devidas à poluição atmosférica doméstica são uma consequência grave em resultado do abate insustentável de lenha, um fardo que recai desproporcionadamente sobre as mulheres e as crianças, que são mais susceptíveis de passar tempo perto de fogueiras e fogões tradicionais.[10]

A SADC tem a oportunidade de utilizar os seus abundantes recursos de gás para a exportação de GNL, gerando assim as tão necessárias receitas estrangeiras. Paralelamente, o gás pode ser utilizado para promover o desenvolvimento mais generalizado da rede eléctrica de distribuição da SAPP e acelerar o acesso à electricidade. Este facto, por sua vez, pode incentivar o desenvolvimento de projectos de energias renováveis em áreas onde os recursos de gás coincidem com o potencial de energias renováveis. O LPG pode facilitar melhorias no acesso a energia mais limpa nos sectores residencial e comercial, onde a sua facilidade de transporte e manuseamento pode ajudar a impulsionar o desenvolvimento em mercados menos maduros na SADC.[11] Como tal, o sector do LPG representa também uma oportunidade significativa para o investimento do sector privado levar combustíveis limpos à cozinha das várias centenas de milhões de consumidores na África Subsariana.

3.1.2. Cenário sobre Energias Renováveis

O custo da energia renovável diminuiu significativamente ao longo da última década, com os custos da produção de energia solar e eólica a baixarem drasticamente. Embora não existam dados sólidos sobre o custo do armazenamento de baterias à escala dos serviços públicos, há indicações de que esses custos diminuíram a um ritmo semelhante.

Estas reduções rápidas na produção de energia renovável e nos custos de armazenamento colocam naturalmente em causa a viabilidade a longo prazo da procura de gás. No entanto, é provável que a manutenção desta rápida diminuição dos custos se torne mais difícil, em especial porque os custos das matérias-primas estão a tornar-se uma parte mais importante da base de custos das energias renováveis. A recente subida rápida dos preços de muitos minerais e factores de produção essenciais começou a exercer pressão sobre o custo das energias renováveis.

Para fazer face à incerteza das perspectivas para as energias renováveis e o armazenamento de energia, recorremos a um conjunto de cenários, a seguir apresentados, para o futuro dos preços das energias renováveis. Estes cenários foram empregues na nossa modelização de projectos de gás e de GTP.

[5] REN21, 2018, Relatório sobre a situação das energias renováveis e da eficiência energética na SADC, 2018
[6] IEA, IRENA, UNSD, World Bank, WHO. 2022, Tracking SDG 7: Relatório de progresso sobre a energia em 2022
[7] IEA, 2022, Perspectivas energéticas para África em 2022
[8] IEA, 2022, SDG 7: Dados e Projecções - Acesso a cozinha limpa, https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections/access-to-clean-cooking, publicado em novembro de 2022
[9] IEA, 2022, Perspectivas energéticas para África em 2022
[10] IEA, IRENA, UNSD, World Bank, WHO. 2022, Tracking SDG 7: Relatório de progresso sobre a energia em 2022
[11] IEA, IRENA, UNSD, World Bank, WHO. 2022, Tracking SDG 7: Relatório de progresso sobre a energia em 2022

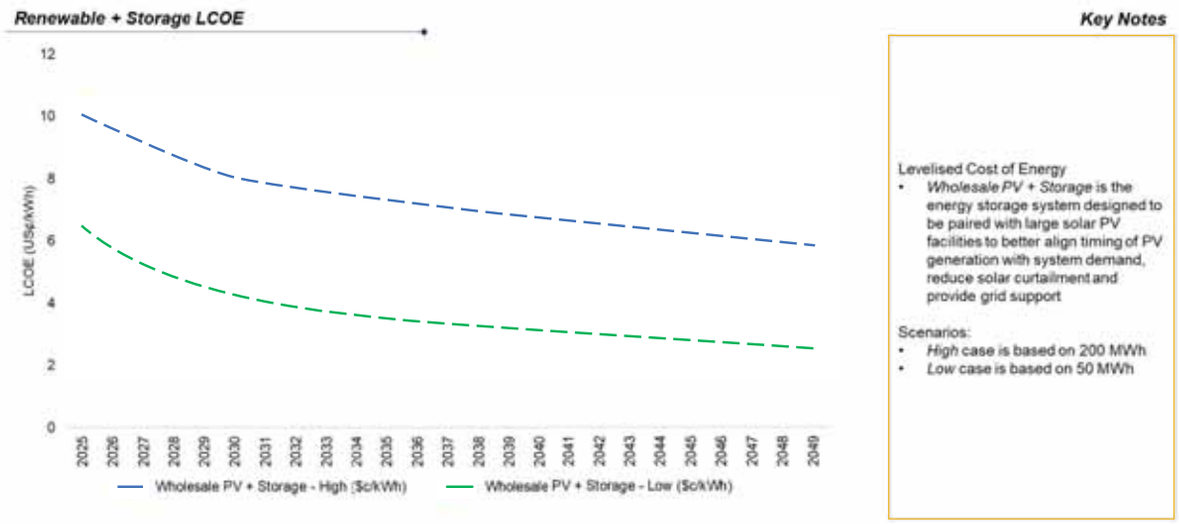


Figura 9: Custo nivelado da energia (LCOE) das energias renováveis e do armazenamento)

3.1.3. Hidrogénio verde e armazenamento de energia

O segundo domínio importante onde o gás é afetado pela transição energética é na sua utilização como combustível para aquecimento e matéria-prima para produtos químicos. Estão a ser feitos investimentos crescentes para permitir a produção de hidrogénio através da eletrólise da água e usando energia renovável, ou seja, hidrogénio verde. Estes desenvolvimentos poderão ter um impacto no desenvolvimento de um mercado regional do gás, uma vez que existe a ameaça potencial de substituição do gás natural em processos industriais e químicos essenciais e como fonte de energia em áreas residenciais, comerciais e industriais pelo hidrogénio verde.

Há desafios para o desenvolvimento de um mercado regional de hidrogénio verde, incluindo a escala de implantação de energias renováveis que seria necessária para além dos objectivos de produção de energia renovável, o facto de muitos projectos se centrarem na exportação e a significativa falta de infra-estruturas. Tudo isto terá impacto no calendário para o desenvolvimento de uma economia verde do hidrogénio na região. No presente estudo, procurámos assegurar que o mercado regional do gás se desenvolva, tanto quanto possível, de forma "no regret".

Assim sendo, considerou-se a possibilidade de a infraestrutura de gasodutos ser futuramente utilizada para o transporte de hidrogénio. Isto também incluiu a devida consideração dos locais onde estão a ser desenvolvidos grandes projectos de hidrogénio verde e de energias renováveis e do modo como o desenvolvimento da infraestrutura regional de gás pode permitir esses projectos no futuro, através de melhorias na rede eléctrica, etc.

3.2 Tendências do mercado global de GNL

O mercado mundial do gás pode ser dividido num mercado do Oceano Atlântico e num mercado do Oceano Índico/Pacífico. O Oceano Atlântico é dominado pelos Estados Unidos (EUA) e pela Europa e o Pacífico por uma combinação de grandes importadores actuais, como o Japão e a Coreia do Sul, e de importadores emergentes, como a China, a Índia, o Paquistão e o Bangladesh. Os preços entre os diferentes mercados também podem variar significativamente, uma vez que podem ser impulsionados por dinâmicas bem localizadas, como ilustrado no gráfico abaixo:

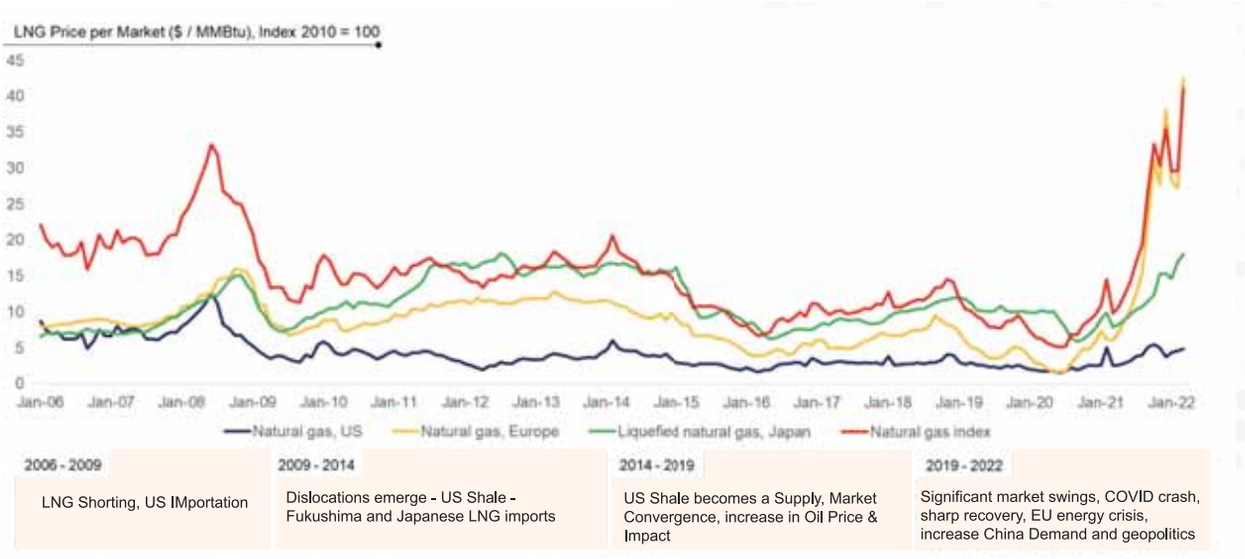


Figura 10: Perspectivas de preços de GNL

Na última década e meia, o grande motor dos mercados mundiais de GNL tem sido:

- A escassez de gás na América do Norte durante grande parte da década de 2000, que levou a um aumento dos preços, uma vez que a América do Norte teve que garantir as importações. Com o aparecimento do gás de xisto e da produção de petróleo na América do Norte, o mercado dos Estados Unidos foi revolucionado, tornando-se largamente autossuficiente em petróleo (embora os crudes mais pesados continuem a ser importados) e transformando o continente num importante exportador de GNL.

- Nos últimos anos, o mercado tem sido impulsionado por uma combinação dos impactos económicos da Covid-19 e da subsequente recuperação mundial e, depois, pela recente guerra na Ucrânia, com as repercussões dessas tensões nos mercados energéticos mundiais.

A curto e médio prazo, acreditamos que os planos da Europa para reduzir rapidamente as suas importações de gás da Rússia serão o fator dominante do mercado mundial de GNL. As importações da Rússia representam atualmente 40% do consumo total de gás da União Europeia (UE), sendo alguns países, como a Alemanha, ainda mais dependentes da Rússia[12]. A UE divulgou planos ambiciosos para reduzir estas importações em um terço até ao final de 2022. A curto prazo, consideramos que estas medidas têm um impacto significativamente perturbador nos mercados mundiais de GNL.

Deste modo, a curto prazo, este volume inesperado de importações de GNL para a Europa contribuirá para apoiar os preços do GNL, não só devido ao gás, mas também a grande parte das infra-estruturas de importação e regaseificação associadas (como as unidades flutuantes de regaseificação e armazenamento, etc.). Isto, sobretudo, porque a Rússia não poderá transferir facilmente o gás que produz atualmente a partir dos seus jazigos siberianos ocidentais para outros mercados na Ásia a curto prazo, devido a restrições infra-estruturais.

No entanto, estão atualmente em curso planos para desenvolver um gasoduto, o "Power of Siberia-2", para ligar os gasodutos da Sibéria ocidental da Rússia à China. É provável que se alargue, tendo em conta a evolução dos desafios da oferta energética da Europa. Portanto, é de esperar que, à medida que este gás russo comece a entrar nos mercados asiáticos, bem como uma diminuição potencialmente mais rápida da procura global de gás na Europa, os preços do gás sejam condicionados a médio e longo prazo.

A evolução a longo prazo na procura e nos preços do gás será provavelmente muito influenciada pelo ritmo e pela escala da transição energética

[12] AIE, 2022, Como a Europa pode reduzir significativamente as importações de gás natural da Rússia no prazo de um ano, https://www.iea.org/news/how-europe-can-cut-natural-gas-imports-from-russia-significantly-within-a-year, Acedido por: Outubro de 2022

4. INDUSTRIALIZAÇÃO À BASE DO GÁS

A energia é necessária para o crescimento económico e, por conseguinte, para a sua produção. Dependendo das necessidades, a energia pode apresentar-se sob várias formas, incluindo electricidade e calor. Através da combustão e da produção de calor, o gás natural pode contribuir para a geração de electricidade (ou seja, electricidade) e de energia térmica (i.e.., calor) para aplicações industriais. Por outro lado, o gás natural pode ser usado como matéria-prima petroquímica, contribuindo assim para a industrialização de várias formas potenciais. Para os Estados-membros da SADC, a industrialização requer o seguinte

- Matérias-primas e/ou energia acessíveis e a preços acessíveis necessárias para aplicações industriais,
- Segurança da posse e segurança dos preços.

Para que a comercialização dos produtos seja contínua e competitiva, é necessário que as fontes de energia (e/ou as matérias-primas) sejam acessíveis, económicas e seguras. Ou seja, tem de estar disponível como e quando a produção o exigir, a um preço que permita uma comercialização competitiva dos produtos.

Para os Estados-membros da SADC, é importante reconhecer que o valor só é criado quando a energia é usada como um motor de produção. A transformação da energia (ou seja, do calor para a electricidade) pouco contribui para a criação de valor, sendo necessário transformar a energia numa forma mais utilizável. A prioridade deve então ser dada à garantia de que a energia está disponível, acessível, barata e segura para consumidores finais, ao invés de se concentrar em projectos locais de transformação energética.

4.1 Industrialização à base do gás: Petroquímica

A natureza da petroquímica a partir do gás natural baseia-se em dois factores, nomeadamente a composição e o custo do gás. O desenvolvimento do gás de xisto, por exemplo, na América do Norte tende a ser muito rico em hidrocarbonetos mais pesados, como o etano e o propano. Estas matérias-primas são ideais para produzir as principais componentes químicas, como o etileno e o propileno. Consequentemente, uma grande indústria petroquímica desenvolveu-se na sequência do desenvolvimento do gás nos EUA. Em contrapartida, as grandes descobertas de gás ao largo da costa oriental da África Austral tendem a ser muito mais ponderadas em termos de metano, com muito pouco dos hidrocarbonetos mais pesados. Este facto limita as suas possibilidades para o desenvolvimento da petroquímica à produção de amoníaco e seus derivados, à produção de metanol e à subsequente derivatização desse metanol noutros produtos químicos, bem como à produção de combustíveis e produtos químicos através do processo Fischer-Tropsch (GTL).

Estas aplicações estão destacadas na figura abaixo.

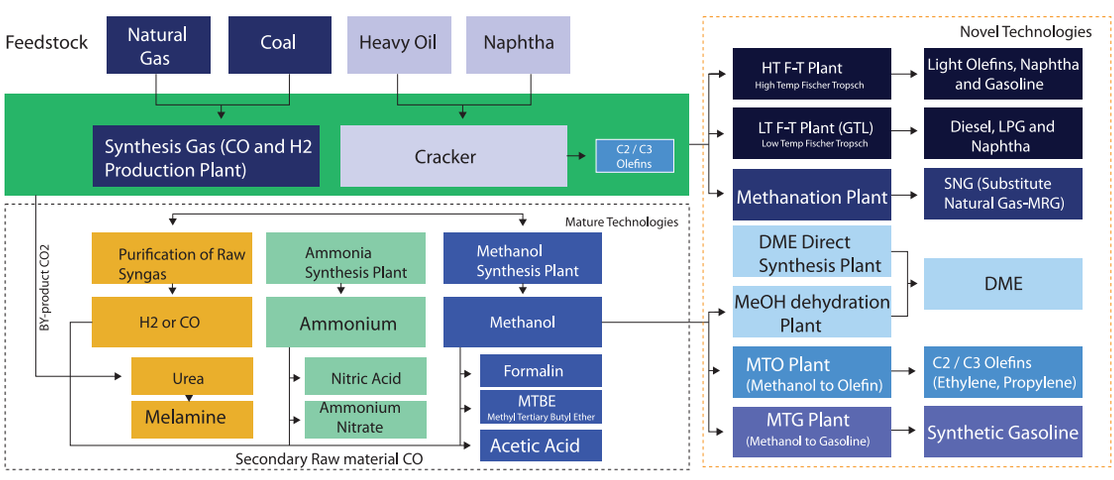


Figura 11: Produção petroquímica a partir de várias fontes de entrada

A AIA efectuou uma análise técnico-económica das opções de rentabilização do gás maduro acima descritas. As nossas conclusões estão resumidas nos gráficos abaixo. Constatou-se que, tanto no caso do amoníaco como no do metanol, será necessária uma combinação de preços do gás inferiores a 3 dólares e de incentivos fiscais substanciais para se obter uma perspetiva razoável de um rendimento do capital de cerca de 10%. No caso do GTL, será necessário um preço máximo do gás de 2 dólares para uma perspetiva de retorno semelhante.

Metanol

A análise técnico-económica do metanol é apresentada nos gráficos seguintes.

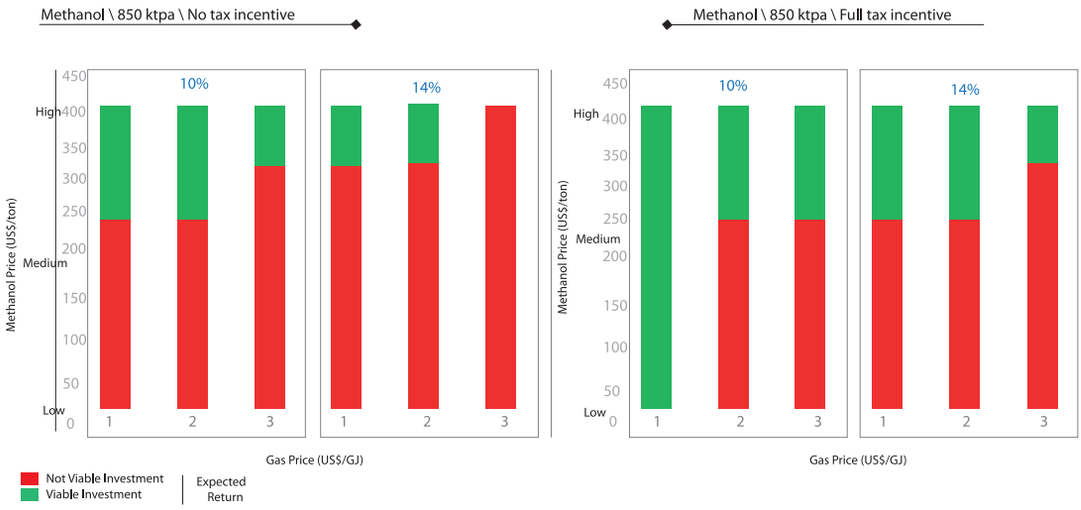


Figura 12: Análise técnico-económica do metanol (MeOH)

Amoníaco

A análise técnico-económica do amoníaco/ureia é descrita nos gráficos seguintes.

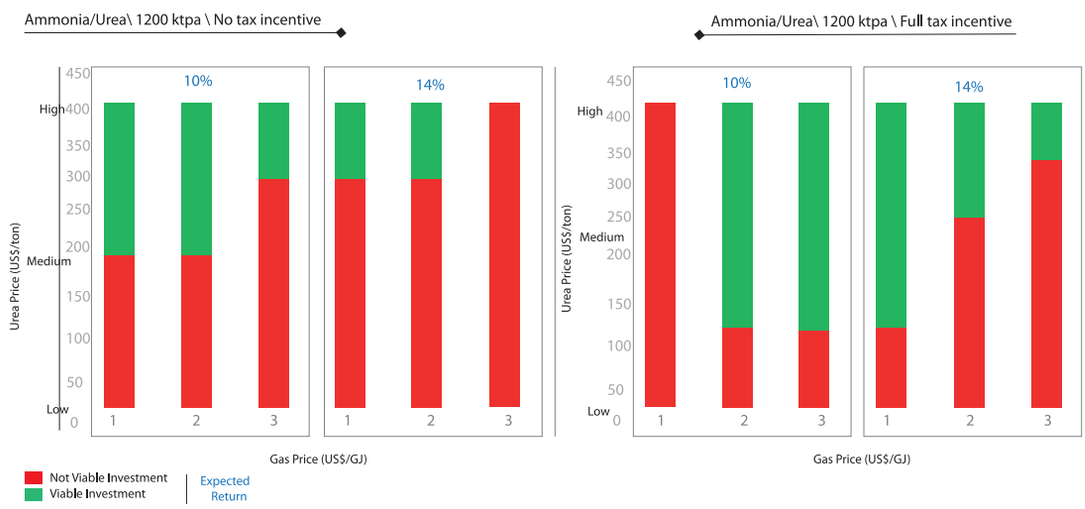


Figura 13: Análise técnico-económica do amoníaco/ureia (NH3)

GTL

A análise técnico-económica do GTL é descrita nos gráficos seguintes.

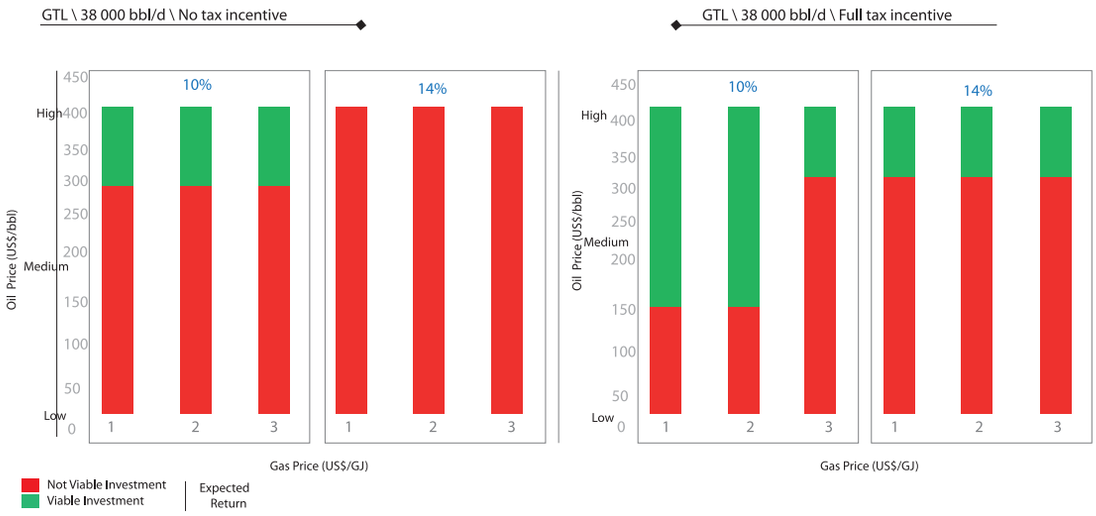


Figura 14: Análise técnico-económica do metanol GTL

Se os governos da região quiserem dar prioridade à produção de fertilizantes a partir do gás natural, será necessário considerar seriamente o conjunto de intervenções governamentais. Estas medidas deverão centrar-se na redução do custo do gás e do capital, bem como em incentivos fiscais para facilitar o desenvolvimento da produção de fertilizantes.

Estas intervenções teriam de ser ponderadas em relação ao valor da utilização do gás para a produção de electricidade ou para a exportação de GNL.

No entanto, num prazo mais longo, a procura do zero líquido pode constituir uma oportunidade para os países desta região se posicionarem como produtores de amoníaco com zero emissões de carbono a partir do gás natural. O gráfico abaixo mostra o custo relativo do hidrogénio produzido através da reforma do metano a vapor, com o sequestro de CO2, e da eletrólise da água utilizando energia renovável.

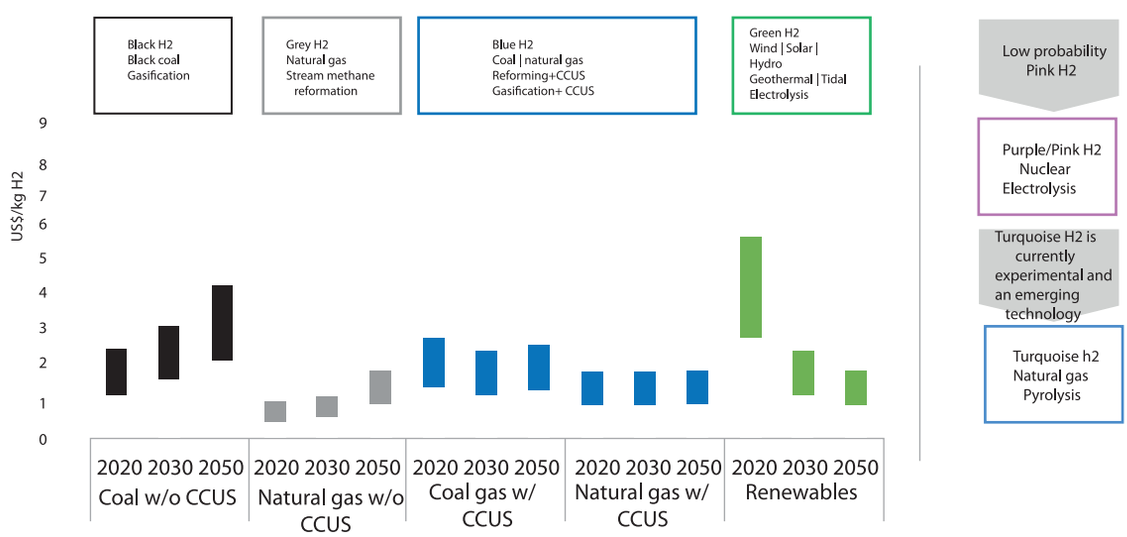


Figura 15: Custo nivelado da produção de hidrogénio por tecnologia em 2020, e no cenário de emissões líquidas nulas, 2030 e 2050 [13].

[13] International EnergyAgency, 2021, Global Hydrogen Review 2021

É evidente, com base nesta análise, que a produção de hidrogénio a partir da reforma do metano a vapor e da CCUS terá de desempenhar um papel fundamental na transição para o zero líquido. Portanto, nas zonas de produção de gás com poços de gás esgotados adequados, a produção de carbono zero (o chamado amoníaco azul) pode constituir uma via para o desenvolvimento da produção de fertilizantes a longo prazo.

4.2 Industrialização à Base do Gás: Energia para Aquecimento

Para fins de industrialização geral, o gás, tal como indicado, pode ser usado de duas formas, nomeadamente para fins de aquecimento primário ou através da produção de electricidade que é depois usada em aplicações industriais. O sector industrial consome 46% de todo o calor gerado ao nível mundial, seguido do sector residencial (38%) e do sector comercial (13%). As indústrias típicas que requerem um aquecimento primário significativo incluem:

- Tijolo e ladrilhos de cerâmica,
- Cimento
- Aço,
- Minas e metalurgia,
- Ligas metálicas,
- Indústria transformadora,
- Vidro,
- Indústria cervejeira,
- Processamento de alimentos e FMCG,
- Embalagem, papel e pasta de papel.

Uma vez que o gás funcionaria como uma fonte de energia rentável, não é o principal responsável pela industrialização através do aquecimento, mas permite uma maior competitividade nas aplicações industriais através de fontes de energia rentáveis e disponíveis. Portanto, devido aos volumes de gás necessários e ao seu papel indireto na industrialização, deve ser considerada como uma procura secundária a este respeito. Ou seja, o aquecimento industrial não irá ancorar o gás e a infra-estrutura conexa, mas desenvolver-se-á em torno de bolsas de infra-estruturas existentes.

4.3 Roteiro da Industrialização

O RGMP considera uma abordagem faseada para o desenvolvimento de infra-estruturas, através de projectos-âncora críticos. Este roteiro inclui:

- **Fase 1:** O sector da electricidade deverá ancorar a procura e desbloquear o desenvolvimento inicial das infra-estruturas através da construção de redes de transporte de electricidade e de gás, apoiadas por uma compra soberana.

- **Fase 2:** Através de corredores eficazes, construir infra-estruturas de distribuição que permitam satisfazer a procura secundária dos consumidores industriais, desenvolvida através de participantes do sector privado.

- **Fase 3:** Nos casos em que existam fontes endógenas de gás, desenvolver indústrias petroquímicas a jusante, incluindo a produção de fertilizantes, metanol e hidrogénio azul, incentivando o investimento através de condições fiscais favoráveis e de um ambiente propício. Este será desenvolvido através de capital privado e exige uma redução significativa dos riscos através de um apoio adequado dos Estados-membros.

A figura abaixo descreve esta abordagem faseada, indicando claramente as actividades, os resultados e a lógica conexos.

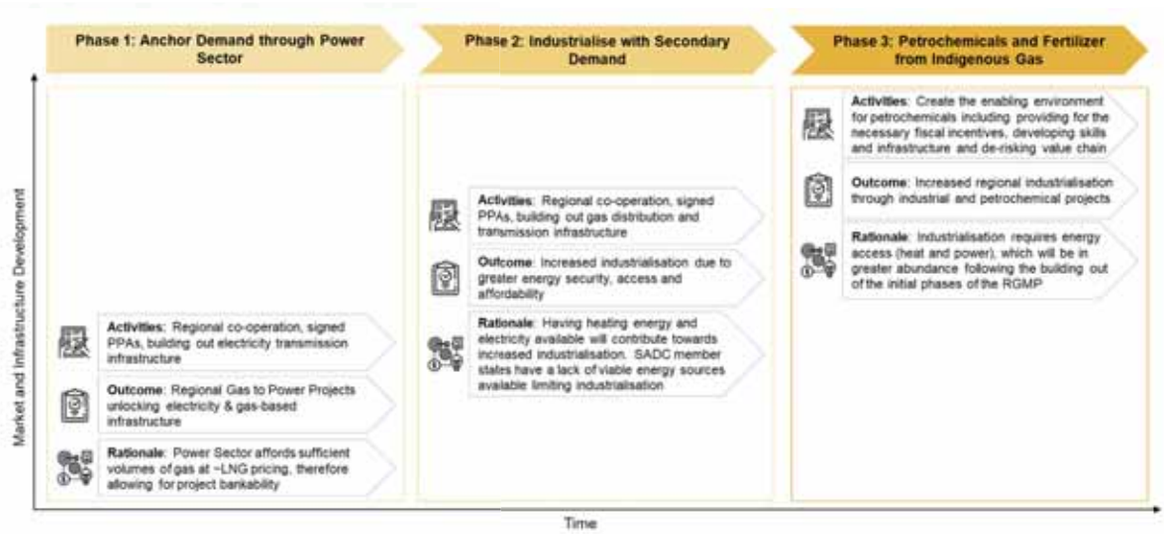


Figura 16: Processo de desenvolvimento para a construção do mercado do gás

5. PLANO DE INFRA-ESTRUTURA

A implementação do RGMP deve ser feita de forma sequencial para criar as infra-estruturas físicas e imateriais necessárias de uma forma lógica e financeiramente prudente.

O plano de infra-estrutura está centrado na ligação das fontes de abastecimento de gás aos principais centros de procura nos diferentes corredores de mercado da região. A AIA definiu os seguintes corredores-chave de oferta/procura de gás, conforme descrito no mapa abaixo.

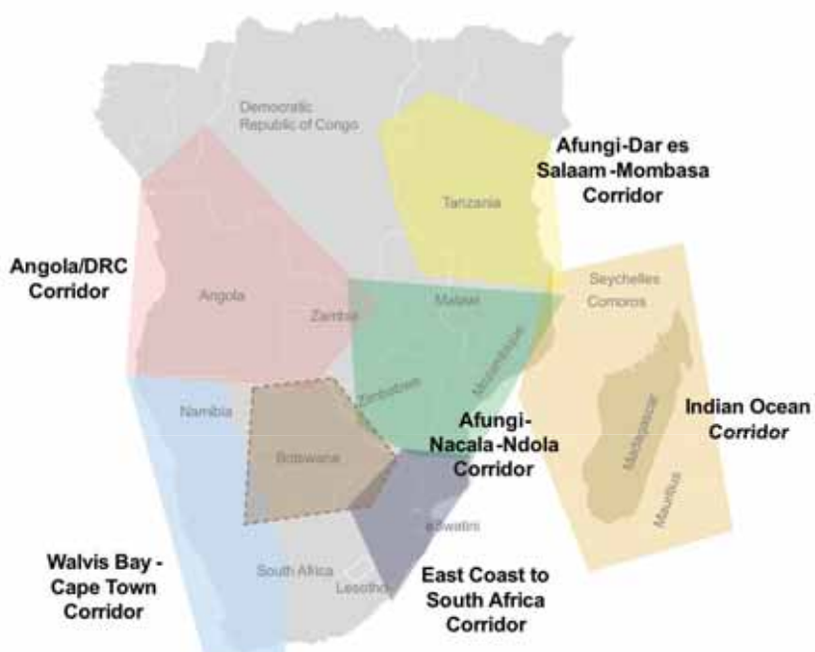


Figura 17: Corredores de oferta/procura de gás

Foram identificados, em cada corredor, projectos de infra-estrutura prioritários que podem desbloquear o desenvolvimento de uma economia do gás. De acordo com os princípios acima referidos, o objetivo era identificar projetos que pudessem satisfazer a escala de procura necessária para financiar economicamente as infraestruturas necessárias. Assim, a fase inicial de desenvolvimento na maioria dos corredores está centrada na GTP, prevendo-se que a procura industrial venha a surgir mais tarde.

Os principais projectos prioritários identificados, bem como o seu cronograma potencial, são descritos na figura seguinte:

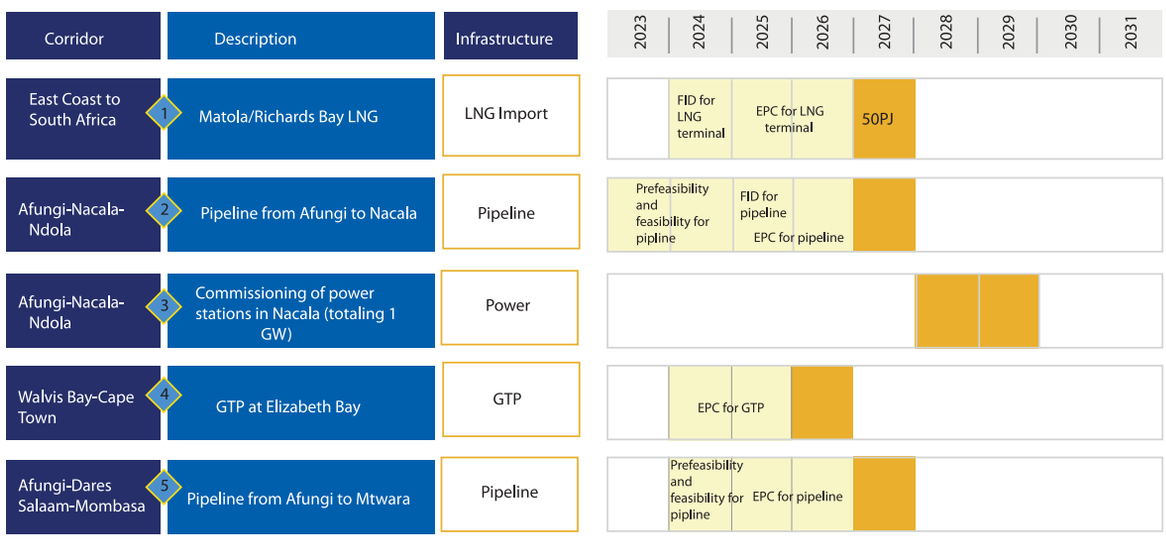


Figura 18: Projectos Prioritários de Infra-estrutura para todos os Corredores

A figura seguinte apresenta uma lista das despesas de capital (CAPEX) necessárias para executar este roteiro em cada corredor.

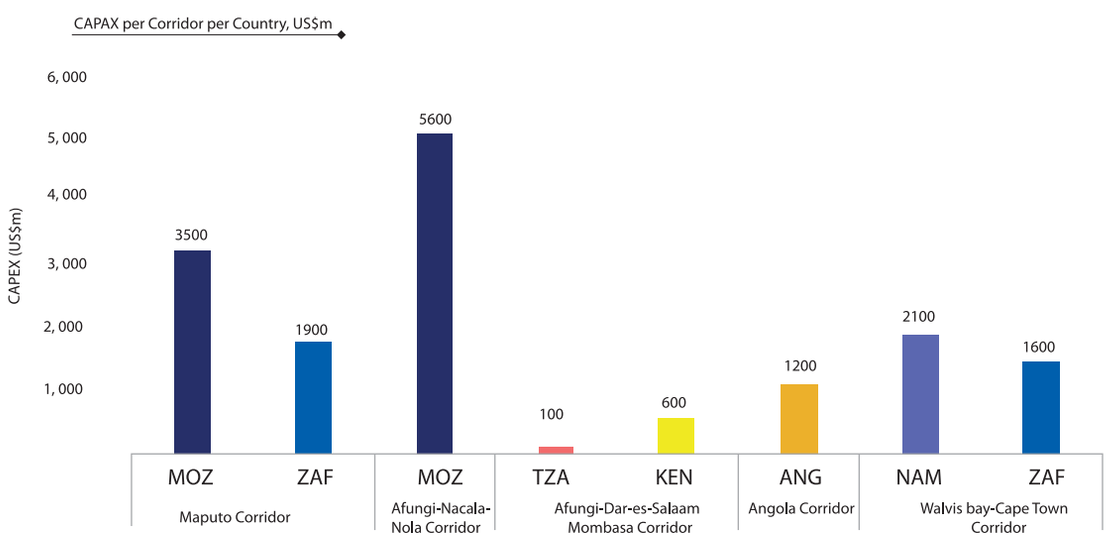


Figura 19: Necessidade de despesas de capital (CAPEX) para a execução do Plano de Infra-estrutura

A tabela seguinte proporciona mais pormenores sobre a dimensão e o custo de cada um dos projectos

Tabela 2: Dimensão e custo dos projectos propostos

Prioridade	Projecto	Descrição	Corredor	Países da SADC afectados	Tipo de Infra-estrutura	Capacidade MW/Kta/km	Fase e Prazo Do início ao fim	Custo US$ million	KPIs Resultados
1	Terminal GNL da Matola / Terminal de GNL da Richards Bay	Terminal de importação, armazenamento e regaseificação de GNL	Moçambique e África do Sul	Moçambique e África do Sul	FSRU com infra-estruturas portuárias e de oleodutos associadas. 2000 MW GTP,	Inicialmente - 1 MMtpa possibilidade de de expansão para 3 MMtpa	Viabilidade FSRU- Inicio T4 2022 – fim T4 2025 Electricidade Início T1 2023 - fim T1 2036	Maputo FSRU: 466 Conduta (Maputo a Ressano Garcia): 60 GTP (Beluluane): 2334 Projectos de Electricidade de Moçambique: 356	A África do Sul abre o mercado de energia a uma nova oferta regional
2	Plataforma de gás de Nacala	~900 MW GTP média em Nacala apoiada por um gasoduto a partir do Rovuma	Corredor Afungi-Nacala-Ndola	Moçambique, Malawi, Zimbabwe e Zâmbia, RDC	Gasoduto, GTP e transporte associado, infra-estruturas de carregamento e transporte de GNL em pequena escala (ssGNL) e GNC	GtP 900 MW Gasoduto ~85 PJ	Desenvolvimento de conceitos Início das actividades do gasoduto e do plano de ação para 2023 - 2027	Gasoduto (Afungi-a-Nacala): 1015 GTP (+650 MW): 759 GTP (GLAE): 292 Projectos de energia em Moçambique: 212	• África do Sul e Moçambique concluem acordo energético transfronteiriço. • Colocação bem sucedida de 250 MMscf/d de gás doméstico a partir de instalações de GNL em terra • 900 MW GTP em Nacala para ancorar o centro de gás Construção do gasoduto de Afungi para Nacala • Linha de transporte reforçada de Nacala a Namialo • Desenvolvimento com sucesso do mercado de ssGNL e CNG que serve o Malawi, a Zâmbia, o Copperbelt da RDC e o Zimbabwe
3	Betty's Bay GTP e gasoduto da Cidade do Cabo	Potencial de 420 MW a 1250 MW de GTP com apoio do gás da bacia de Orange	Corredor Walvis Bay - Cidade do Cabo	Namíbia, África do Sul	GTP e infra-estruturas de transmissão associadas	GTP 420 – 1250 MW	Desenvolvimento de conceitos	GTP (Elizabeth Bay): 1 459 Projectos de energia em Namíbia: 126	• Tratado energético transfronteiriço entre a Namíbia e a África do Sul para facilitar o fluxo de electricidade e gás entre os países. • Desenvolvimento bem sucedido de novas descobertas de gás (Graff, Venus) e de jazigos existentes (Ibubhesi, Kudu) e desembarque de gás para uso doméstico • África do Sul abre programa IPP de gás ao abastecimento regional Desenvolvimento da GTP na Betty's Bay • Reforço da rede de transporte de electricidade entre a Namíbia e a África do Sul

Prioridade	Projecto	Descrição	Corredor	Países da SADC afectados	Tipo de Infra-estrutura	Capacidade MW/Kta/km	Fase e Prazo Do início ao fim	Custo US$ million	KPIs Resultados
4	Gasoduto de Afungi a Madimba	Gasoduto de ligação entre Afungi, em Moçambique, e Madimba, na Tanzânia	Afungi – Dar-es-Salaam – Mombasa	Moçambique - Tanzânia	Gás gasoduto ~224 PJ			Gasoduto (Afungi-a-Madimba): 93 Projectos de energia em Tanzânia: 15	• Tratado energético entre a Tanzânia e Moçambique que rege a transferência de energia • Integração do sistema de abastecimento de gás do norte de Moçambique e da Tanzânia.
5	Lobito GTP	A GTP actuará como âncora para apoiar o desenvolvimento nos jazigos de gás na Bacia do Kwanza	Corredor Angola/DRC	Angola, RDC, Zâmbia, Namíbia, Botswana, África do Sul	GTP e infra-estruturas de transmissão associadas	1200 MW GtP,		GTP (Soyo II): 840 Projectos de energia em Angola: 362	• Desenvolvimento bem sucedido de explorações de gás na bacia do Kwanza • Desenvolvimento bem sucedido da instalação GTP no Lobito • Integração da rede eléctrica angolana na rede SAPP
TOTAL								**US$ 8 389m**	

6. PLANO DE IMPLEMENTAÇÃO

Recomendamos que sejam implementadas as seguintes acções para a implementação do Plano Diretor Regional do Gás.

Tabela 3: Plano de implementação RGMP

Estratégia de objectivos	Resultados	Objectivo	Intervenções estratégicas	Meta/KPI	Prazo	Responsabilidade
Convergência das políticas regionais	• 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)	1. Adoção da Visão Regional e do Plano Diretor para o gás natural na Região através de todos os Estados-membros	1. Facilitar a revisão e a adoção do Plano Diretor Regional do Gás da SADC - Fase II através de todos os Estados-membros	RGMP adoptado pelo Comité Interestatal (Regional) do Gás e pelos Ministros da SADC responsáveis pela Energia	2022/ 2023	• Secretariado da SADC
			2. Criar um Gabinete de Gestão do Programa (PMO) para coordenar a implementação do RGMP da SADC	PMO criado e em pleno funcionamento	2023 (criação) 2024 (Totalmente operacional)	• Secretariado da SADC
		2. Harmonização entre as políticas e os planos dos Estados-membros na região da SADC	1. Facilitar a integração do Plano Diretor Regional do Gás da SADC nas políticas e planos de desenvolvimento dos Estados-membros	Foram levados a cabo debates e workshops com todos os principais Estados-membros exportadores (produtores) e importadores de gás	A partir de 2024	• Secretariado da SADC
			2. Atualizar as políticas e planos de desenvolvimento nacional de modo a aproveitar as oportunidades de desenvolvimento possibilitadas pelos corredores de gás natural 3. Harmonizar as políticas e os planos de desenvolvimento espacial e os corredores regionais de gás natural 4. Desenvolver políticas de "transição justa" que potenciem o gás natural no sector da energia	Todos os principais Estados-membros exportadores (produtores) e importadores de gás incluíram a integração regional e o gás natural no sector energético nas suas políticas de desenvolvimento	2026	• Estados-membros

Tabela 3: Plano de implementação RGMP (Continuação)

Estratégia de objectivos	Resultados	Objectivo	Intervenções estratégicas	Meta/KPI	Prazo	Responsabilidade
Convergência das políticas regionais	• 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)	3. Plano Energético Integrado dos Estados-membros da Região da SADC	1. Promover a adoção do ciclo de plano integrado de energia e das diretrizes para planos regionais e nacionais na região 2. Os Estados-membros devem desenvolver planos energéticos integrados e planos de recursos integrados de acordo com estas orientações	Foram levados a cabo workshops com os Estados-membros sobre o ciclo de planeamento energético integrado e as directrizes para os planos regionais e nacionais Os Estados-membros iniciaram o processo de introdução do plano energético integrado	2023 - 2024	• Secretariado da SADC
		4. Plano Diretor do Gás Natural dos Estados-membros da Região da SADC	1. Desenvolver Planos Directores Nacionais de Gás Natural em conformidade com o Plano Diretor Regional de Gás da SADC 2. Implementar mecanismos sobre o controlo e a avaliação para permitir o reajustamento e a partilha de conhecimentos entre os Estados-membros	Estão em vigor planos directores nacionais para o gás natural nos principais Estados-membros exportadores (produtores) e importadores de gás. Estes planos directores estão associados ao RGMP	2025	• Estados-membros
Um Quadro Normativo Favorável	• Garantir a segurança do fornecimento regional • Proteger os interesses do consumidor final através de preços transparentes e justos • Promover o investimento através da redução dos obstáculos à entrada, do reforço da concorrência e da facilitação da entrada de novos operadores • Promover o comércio transfronteiriço através de códigos de rede de gás harmonizados e de requisitos de licenciamento claros, • Abordar a questão da posição dominante na cadeia de valor vertical • Garantir a segurança e a sustentabilidade ambiental no sector	1. Criar uma entidade reguladora transfronteiriça regional	1. Assegurar a criação da Autoridade Reguladora Regional da Energia da SADC (SARERA), em conformidade com o RISDP 2020 - 2030	A SARERA está totalmente operacional de acordo com o RISDP 2020-2030	2026	• Secretariado da SADC • Associação Regional de Reguladores de Energia na África Austral(RERA)
		2. Proteção do consumidor final	1. Desenvolver Directrizes Regionais para a Fixação de Preços e Tarifas do Gás Natural para adoção pelas Entidades Reguladoras e Agregadores Nacionais 2. Implementar as directrizes regionais de preços e tarifas do gás natural e atualizar os regulamentos energéticos dos 3. Estados-membros Assegurar a existência de um regulamento transparente e justo em matéria de preços	São estabelecidas directrizes regionais para a fixação de preços e tarifas do gás natural As directrizes regionais sobre preços e tarifas do gás natural estão incluídas no desenvolvimento do corredor	2025 De 2026 em diante	• RERA • Reguladores nacionais
			4. Desenvolver uma Norma Regional de Qualidade do Gás Natural para normalizar o comércio de gás natural e produtos derivados 5. Desenvolver regulamentos nacionais sobre a qualidade do gás em conformidade com a norma regional de qualidade do gás natural	Norma regional de qualidade do gás natural desenvolvida Regulamento regional de qualidade do gás natural desenvolvida	2024 De 2026 em diante	• RERA • Reguladores nacionais

Tabela 3: Plano de implementação RGMP (Continuação)

Estratégia de objectivos	Resultados	Objectivo	Intervenções estratégicas	Meta/KPI	Prazo	Responsabilidade
Convergência das políticas regionais	• Garantir a segurança do fornecimento regional • Proteger os interesses do consumidor final através de preços transparentes e justos • Promover o investimento através da redução dos obstáculos à entrada, do reforço da concorrência e da facilitação da entrada de novos operadores • Promover o comércio transfronteiriço através de códigos de rede de gás harmonizados e de requisitos de licenciamento claros, • Abordar a questão da posição dominante na cadeia de valor vertical • Garantir a segurança e a sustentabilidade ambiental no sector	3. Crescimento do sector da indústria e investimento	1. Desenvolver e/ou rever os regulamentos relativos ao conteúdo local para criar oportunidades de desenvolvimento socioeconómico em toda a cadeia de valor do gás natural	Os regulamentos relativos ao conteúdo local foram revistos com vista a desbloquear oportunidades de desenvolvimento socioeconómico em toda a cadeia de valor do gás natural	De 2026 em diante	• Reguladores nacionais
			2. Criar um quadro normativo regional para o acesso de terceiros às infra-estruturas intermédias 3. Facilitar o acesso de terceiros ao nível regional 4. Desenvolver regulamentos nacionais para o acesso e a compra por terceiros ao longo dos corredores regionais de gás natural	Foi criado um quadro normativo regional para o acesso de terceiros às infra-estruturas intermédias Este quadro foi adoptado ao nível nacional entre os Estados-membros	2025 De 2027 em diante	• RERA
		4. Capacitação para o comércio transfronteiriço	1. Desenvolver códigos e normas para redes regionais no sector do comércio transfronteiriço de gás natural 2. Desenvolver um modelo de contrato de transporte e um modelo de contrato de interligação a ser usado pelas entidades reguladoras nacionais 3. Criar directrizes para a resolução de litígios	Foram desenvolvidos códigos e normas de rede regionais para o comércio transfronteiriço de gás natural Foram desenvolvidos um modelo de contrato para a transmissão e um modelo de contrato de interligação Foram estabelecidas directrizes para a resolução de litígios	De 2026 em diante	• RERA
			4. Desenvolver e/ou atualizar as regras nacionais de licenciamento e os códigos e normas harmonizados das redes de gás, em conformidade com as regras de mercado pertinentes 5. Criar procedimentos para a resolução de litígios	Foram estabelecidas regras nacionais de licenciamento e códigos harmonizados para as redes de gás Foram estabelecidas directrizes para a resolução de litígios	De 2027 em diante	• Reguladores Nacionais
			6. Criar um modelo regional de maturidade do mercado do gás 7. Monitorar a maturidade do mercado regional do gás 8. Analisar e propor mecanismos de desagregação dos operadores de mercado verticalmente integrados 9. Facilitar a adoção da proposta pelos Estados-membros	Foi estabelecido um modelo de maturidade do mercado do gás O mercado regional do gás é objeto de um acompanhamento anual Foram criados mecanismos para a separação dos intervenientes no mercado vertical-mente integrados, sempre que adequado, e tal facto foi discutido e acordado entre os Estados-membros	De 2026 em diante A partir de 2035	• RERA • Reguladores nacionais

Tabela 3: Plano de implementação RGMP (Continuação)

Estratégia de objectivos	Resultados	Objectivo	Intervenções estratégicas	Meta/KPI	Prazo	Responsabilidade
Convergência das políticas regionais	• 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. Garantir a segurança e a proteção ambiental	1. Desenvolver um quadro regional de gestão ambiental para adoção pelos Estados-membros 2. Incentivar os Estados-membros sobre a realização de avaliações ambientais estratégicas (AAE) e o seu uso para racionalizar o processo de autorização ambiental	Foi criado um quadro regional de gestão ambiental Os Estados-membros adoptam o quadro regional de gestão ambiental A maioria dos Estados-membros está a usar as Estratégia de Avaliação Ambiental (AAE) para simplificar o processo	2026 De 2027 em diante De 2027 em diante	• RERA • Reguladores Naciona
		6. Melhorar a Segurança Energética Regional	Criar directrizes e regulamentos regionais para: 1. Gestão de riscos e relatórios 2. Armazenamento de gás 3. Alerta prévio sobre o desvio de gás do mercado da SADC, em conformidade com o RGMP da SADC aprovado 4. Criação de várias fontes de abastecimento de gás e concorrência a jusante	Criação de directrizes regionais para a segurança energética	De 2026 em diante	• RERA • Reguladores Naciona
Um Mercado do Gás Regionalmente Integrado	• Preços justos e transparentes que respondam às necessidades nacionais e regionais e ao risco cambial • Harmonização e transparência das tarifas de circulação • Contratos elegíveis que estão alinhados em toda a cadeia de valor	1. agregados de gás natural	1. Desenvolver e/ou criar Agregados Nacionais do Gás para o comércio de gás natural entre corredores 2. Facilitar o comércio com os mercados internacionais através dos agregados 3. Exercer funções de corretagem no comércio bilateral do gás na região	Foram criados Agregadores Nacionais do Gás para a maioria dos Corredores	2027	• Estados-membros e Intervenientes do Sector Privado • Agregadores Nacionais
		2. Comércio regional do gás	1. Proporcionar análises e recomendações para o desenvolvimento futuro do mercado do gás natural da SADC 2. Proporcionar pesquisas e propostas de mecanismos e índices locais de fixação de preços do gás	Proposta de mecanismos e índices locais de fixação de preços do gás concluída e trabalhada entre as partes interessadas relevantes	De 2026 em diante	• RERA • Agregadores Nacionais
			3. Incentivar o recurso às obrigações relativas ao gás nacional para impulsionar o desenvolvimento do mercado regional do gás	São levadas a cabo discussões bilaterais e multilaterais entre as partes interessadas relevantes em cada corredor	De 2027 em diante	• Estados-membros

Tabela 3: Plano de implementação RGMP (Continuação)

Estratégia de objectivos	Resultados	Objectivo	Intervenções estratégicas	Meta/KPI	Prazo	Responsabilidade
Um Mercado do Gás Regionalmente Integrado	• Preços justos e transparentes que respondam às necessidades nacionais e regionais e ao risco cambial • Harmonização e transparência das tarifas de circulação • Contratos elegíveis que estão alinhados em toda a cadeia de valor	2. Comércio regional do gás	4. Criar instituições regionais de gestão de corredores (CMIs)/ grupos para facilitar o desenvolvimento de corredores em toda a SADC, de acordo com os corredores do RGMP da SADC 5. Facilitar o desenvolvimento do corredor entre todas as partes interessadas	Cada corredor tem uma instituição/grupo de gestão de corredor estabelecido A criação de um corredor foi debatida entre todos as partes interessadas	2026	• Secretariado da SADC • CMIs
		3. Harmonização e transparência das tarifas de circulação	1. Desenvolver tarifas de circulação facilmente acessíveis, coerentes e transparentes nas diferentes redes de serviços públicos de electricidade	Criação de tarifas de transmissão normalizadas e transparentes em toda a região, juntamente com um código de rede eléctrica harmonizado	2026	• RERA • Reguladores Nacionais
Incentivar o investimento de capital através de projectos de infra-estrutura financiáveis	• Economias de escala devido à integração regional • Financiamento acessível de infra-estruturas	1. Criação de redes SAPP e de gasodutos onde existem vários pontos e redes de abastecimento 2. Financiamento das infra-estrutura de energia e gás da SADC	1. Reforçar o sistema de redes e condutas SAPP de acordo com o plano de investimento 2. Criar um Fundo de Energia da SADC que ajude a financiar a Infra-estrutura energéticas dos Estados-membros da SADC nos casos nos quais, individualmente, os Estados-membros possam não ter capacidade para financiar tais empreendimentos	Criação e capacitação do Fundo de Energia da SADC.	2025	• Secretariado da SADC • Banco Africano de Desenvolvimento (BAD) • DBSA
Promover a industrialização baseada no gás através da petroquímica e do desenvolvimento industrial	• Aumento dos projectos para a industrialização regional • Sector petroquímico desenvolvido	1. Reforçar o acesso à energia, a sua acessibilidade e a sua segurança para promover a indústria 2. Explorar o gás endógeno para desenvolver pólos petroquímicos	1. Assegurar um acesso seguro e a preços acessíveis à energia nas zonas industriais 2. Identificar potenciais locais de pólos petroquímicos e desenvolver parcerias público-privadas (PPP) para os criar (serviços públicos, serviços, etc.) 3. Assegurar a cooperação regional em termos de mercados de produtos a jusante (adubos, etc.)	Criação de zonas industriais com acesso a energia segura e a preços acessíveis Estabelecimento de um ou dois pólos petroquímicos (serviços públicos, serviços, etc.)	2030	• Estados-membros
Mão de obra altamente qualificada e inovadora	• Partilha de conhecimentos e experiências • Quadro de Desenvolvimento de Competências • Desenvolvimento das competências técnicas	1. Normas e harmonizações regionais através da criação de Centros de Especialização	1. Criar um organismo regional responsável pelas habilidades desenvolvidas	Criação de um organismo regional de habilidades desenvolvidas no domínio do gás natural ou responsabilização de uma instituição da SADC	2023	• Secretariado da SADC
			1. Estabelecer normas regionais para o habilidades desenvolvidas nos programas do sector do gás e sectores conexos,	Normas regionais para habilidades desenvolvidas estabelecidas e reconhecidas ao nível regional Criação de Centros de Especialização da SADC directrizes para a participação dos empregadores e dos colaboradores, bem como para a monitoria e avaliação dos resultados da formação	2026	• Secretariado da SADC • Organismo regional de habilidades desenvolvdias no domínio do gás natural / Centro Regional de Formação do Kafue Gorge (KGRTC)

Tabela 3: Plano de implementação RGMP (Continuação)

Estratégia de objectivos	Resultados	Objectivo	Intervenções estratégicas	Meta/KPI	Prazo	Responsabilidade
Mão de obra altamente qualificada e inovadora	• Partilha de conhecimentos e experiências • Quadro de Desenvolvimento de Competências • Desenvolvimento das competências técnicas	1. Normas e harmonizações regionais através da criação de Centros de Especialização	2. Criar Centros de Especialização da SADC que coordenarão habilidades desenvolvidas profissionais especializadas, técnicas, políticas, regulamentares e de gestão. Estabelecer directrizes para o envolvimento dos empregadores e dos colaboradores e avaliar e monitorar os resultados da formação.	Normas regionais para habilidades desenvolvidas estabelecidas e reconhecidas ao nível regional Criação de Centros de Especialização da SADC directrizes para a participação dos empregadores e dos colaboradores, bem como para a monitoria e avaliação dos resultados da formação	2026	• Secretariado da SADC • Organismo regional de habilidades desenvolvdias no domínio do gás natural / Centro Regional de Formação do Kafue Gorge (KGRTC)
		2. Harmonização de sistemas e políticas	1. Facilitar a identificação das necessidades para a aquisição de habilidades na cadeia de valor do gás natural da SADC 2. Estabelecer as prioridades de habilidades desenvolvidas dos Estados-membros	Auditoria sobre habilidades concluída	2025	• Secretariado da SADC • Estados-membros
		3. Desenvolver a oferta no sector das habilidades	1. Harmonizar as iniciativas de habilidades desenvolvidas e a oferta em função da procura, de acordo com os desenvolvimentos previstos para o sector do gás 2. Usar os tratados disponíveis da SADC e da Zona de Comércio Livre Continental Africana (ZCLCA) para garantir a livre transferência de mão de obra especializada e qualificada entre os Estados-membros 3. Tirar partido da experiência regional e internacional para habilidades desenvolvidas no país	A disponibilidade de mão de obra especializada no sector do gás natural na região regista uma melhoria significativa	2030	• Secretariado da SADC • Estados-membros • Centros de Especialização da SADC (CoEs)

7. INFRA-ESTRUTURAS IMATERIAIS: DESENVOLVIMENTO DO MERCADO

7.1 Desenvolvimento do Mercado do Gás

- A integração regional é um objetivo subjacente ao RGMP e poderia ser alcançada através do desenvolvimento de um mercado regional de gás a jusante. Para que tal aconteça, é necessário, no mínimo, que estejam reunidas as seguintes condições:

- acesso a moléculas de gás natural, quer através de GNL, quer através de gás produzido ao nível nacional/regional, infra-estrutura regionais que permitam o transporte e o comércio de moléculas de gás natural, de electrões (do gás para a energia) ou de produtos petroquímicos, e

- procura por parte dos compradores a jusante e dos consumidores finais.

O ideal seria desenvolver toda a cadeia de valor, tal como se descreve na figura seguinte, mas tal implica um investimento intensivo de capital e são necessários acordos contratuais entre fornecedores e compradores para garantir a viabilidade financeira. A procura dos clientes conduz ao processo de desenvolvimento, sendo necessários preços de gás acessíveis para o consumidor final, e diferentes consumidores finais com preços de gás diferentes A procura futura efectiva terá, portanto, de ser assegurada através de acordos de compra assinados para projectos financiáveis e dependerá do preço da molécula de gás para o consumidor final.

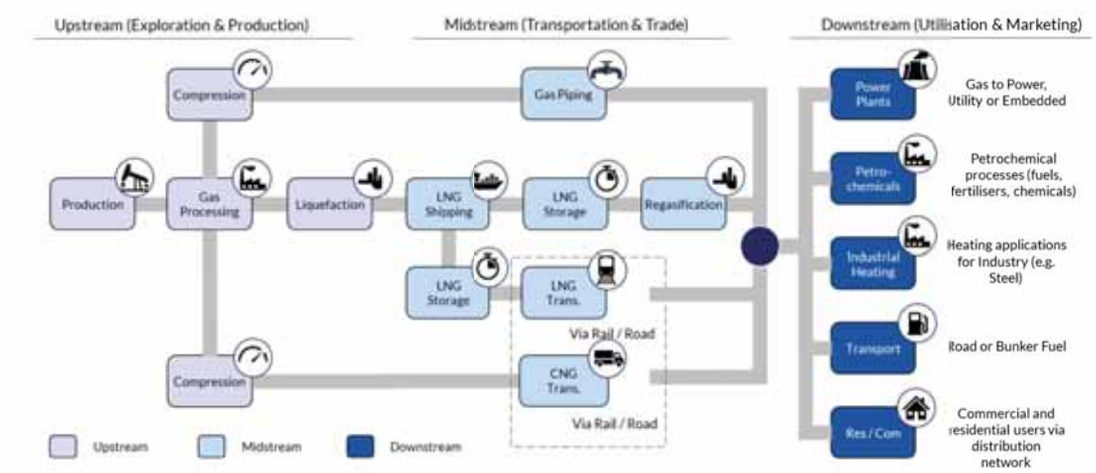


Figura 20: Cadeia de valor do gás natural

O preço do gás para o consumidor final depende de vários factores que contribuem para a acumulação, bem como de vários riscos que têm de ser atenuados e que influenciarão a compra a longo prazo. Esta situação resulta no seguinte:

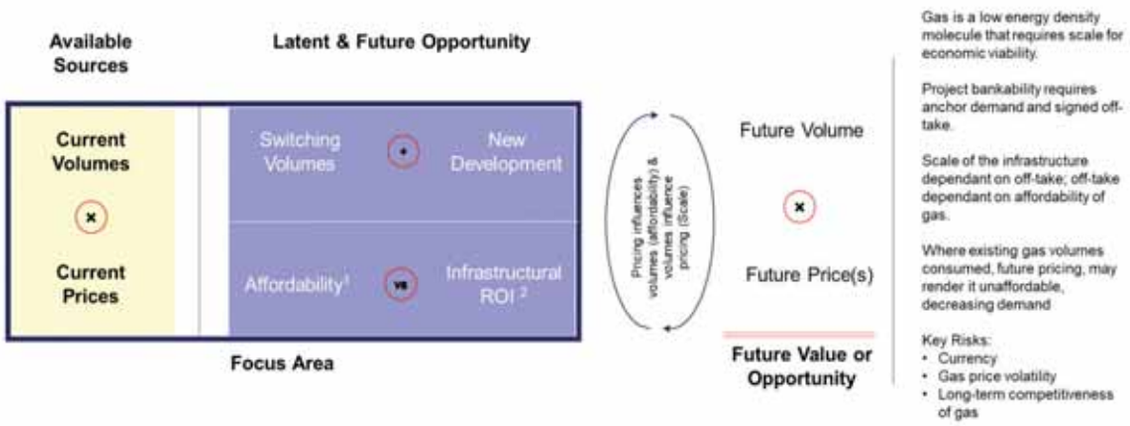


Figura 21: Principais factores que influenciam na procura do gás e no valor do mercado

Portanto, a questão do preço é um aspeto fundamental que deve ser resolvido para garantir a competitividade do gás como meio de transporte de energia. Os mercados do gás existentes na SADC (África do Sul, Moçambique, Tanzânia, Angola) desenvolveram-se através das fontes nacionais e regionais do gás, com preços reflectidos. A introdução do GNL no mercado de abastecimento vai alterar a estrutura de preços para o consumidor final e, por conseguinte, ter impacto na procura a jusante. A região deve ter em conta este facto e encontrar formas inovadoras de fornecer gás regional a preços que possam encorajar uma absorção substancial do volume.

7.1.1. Estruturação do mercado

O preço do gás depende de vários factores, um dos quais inclui a estrutura do mercado. Total integração vertical (p. ex., Sasol através de Pande e Temane, ROMPCO e Secunda Synfuels) reflecte a fase inicial dos mercados, caracterizada por uma flexibilidade ou dinâmica de mercado limitadas, e exige uma forte regulamentação para permitir uma maior participação no mercado. Devido ao esgotamento dos campos do gás de Pande e Temane, esta estrutura de mercado será alterada. No entanto, devido ao facto de o mercado mais vasto estar a nascer e devido ao facto da própria infraestrutura de médio curso ser naturalmente monopolista, é provável que continue a existir alguma variação de uma estrutura agrupada. Esta medida pode criar mais concorrência do lado da oferta e influenciar os preços, mas é provável que a repercussão dos custos/poupanças entre o consumidor final seja limitada.

De modo a avançar para a concorrência no sector do comércio grossista e para mercados regionais e nacionais desagregados, seria necessário um aumento acentuado da infraestrutura de distribuição de gás e o acesso aberto a terceiros seria fundamental. Os agregadores nacionais e regionais poderão também desempenhar um papel significativo na transição para estas estruturas de mercado.

7.1.2. Modelos de agregação e agregador

Um dos principais resultados da Fase I do RGMP foi a adoção do conceito de agregação regional. Ao agregar a procura, são garantidos maiores quantidades de gás, permitindo um maior poder de negociação entre os compradores (neste caso, os Estados-membros da SADC). Ao facilitar as opções de acesso ao mercado através de opções de fornecimento de GNL e de GNS, é possível obter uma maior participação no mercado. Note-se que a aplicação concreta deste modelo, tal como a totalidade do RGMP, deve ser feita de forma faseada. Ou seja, o agregador regional deve evoluir à medida que o mercado se desenvolve e amadurece através da introdução e uso do gás no sector energético.

Devido à complexidade da agregação contratual ao nível regional e aos potenciais necessidades de compromissos multilaterais numa estrutura regional, as fases iniciais do desenvolvimento do mercado serão provavelmente realizadas numa base bilateral. Dado ao facto de cada Estado-Membro ter, potencialmente, o seu próprio agregador nacional, este desempenhará um papel fundamental no estabelecimento destes acordos bilaterais e será a entidade com a qual serão celebrados os acordos de compra e venda (SPA).

O papel do agregador regional limitar-se-á inicialmente a uma função de corretagem, mas deverá ser alargado à medida que o mercado regional se for desenvolvendo. Recomenda-se que esta função seja desempenhada inicialmente por uma das organizações regionais da SADC existentes, como a SAPP, e que se considere a possibilidade de criar uma organização separada numa fase posterior, caso a função se expanda suficientemente.

7.2 Preços e contratos no sector do gás

7.2.1. Preço

7.2.1.1 Mecanismos de formação dos preços

O volume procurado e o preço pago são fundamentais para determinar a viabilidade do mercado, uma vez que a contratação e a fixação dos preços serão influenciados tanto pela disponibilidade da oferta como pelas exigências da procura. Contrariamente ao petróleo, os recursos de gás não podem ser colocados ou vendidos num mercado internacional, a menos que sejam processados através de liquefação. Se a escala não for adequada para o GNL convencional, estes activos podem ficar encalhados. Existe também o risco de activos irrecuperáveis se os maiores recursos não forem rapidamente explorados e se o ritmo da transição energética for acelerado. O desenvolvimento, a produção e a comercialização desses bens devem ser efectuados no âmbito dos mercados locais (nacionais ou regionais) disponíveis. Assim, os mecanismos de formação dos preços praticados dependerão das alternativas dos vendedores e dos compradores.

Do ponto de vista da importação de GNL, as condições de mercado prevalecentes (ou seja, mercado de compradores ou de vendedores) vão influenciar a contratação. Em caso de excesso de oferta no mercado, poderão ser celebrados contratos a curto prazo com preços ligados ao carvão e à electricidade. Contrariamente, se o mercado for apertado, o preço será superior ao do petróleo. Outra consideração importante é a fiabilidade da procura do gás. Uma elevada previsibilidade para as cargas de GNL pode resultar numa exposição spot reduzida e numa menor necessidade de armazenamento.

Os mecanismos de fixação dos preços são necessários para desenvolver e fazer evoluir o mercado do gás da SADC e há vários mecanismos que podem ser usados, consoante a fonte do gás, o custo de produção e as opções alternativas de rentabilização ou exploração disponíveis. Alguns mecanismos de fixação dos preços são mais favoráveis ao mercado do que outros, mas a interação e o equilíbrio entre os fornecedores, os compradores e as alternativas devem ser cuidadosamente considerados aquando da conceção de um regime de fixação dos preços.

As entidades reguladoras no contexto da SADC devem, como tal, garantir que os mecanismos adoptados permitem que os benefícios do uso do gás sejam transferidos para as indústrias e para os consumidores, mas que sejam eficientes em termos de promoção da competitividade do mercado.

7.2.1.2 Opções para fornecimento de gás: Fixação do preço da molécula a montante

O desenvolvimento do mercado na SADC deve ser considerado em três cenários de abastecimento, nomeadamente:

1. Evolução do mercado do gás ao nível nacional,
2. Evolução do mercado do gás com base no GNL importado,
3. Desenvolvimento híbrido do mercado do gás baseado no GNL nacional/importado.

A este respeito, existem as seguintes opções para o desenvolvimento do gás a montante:

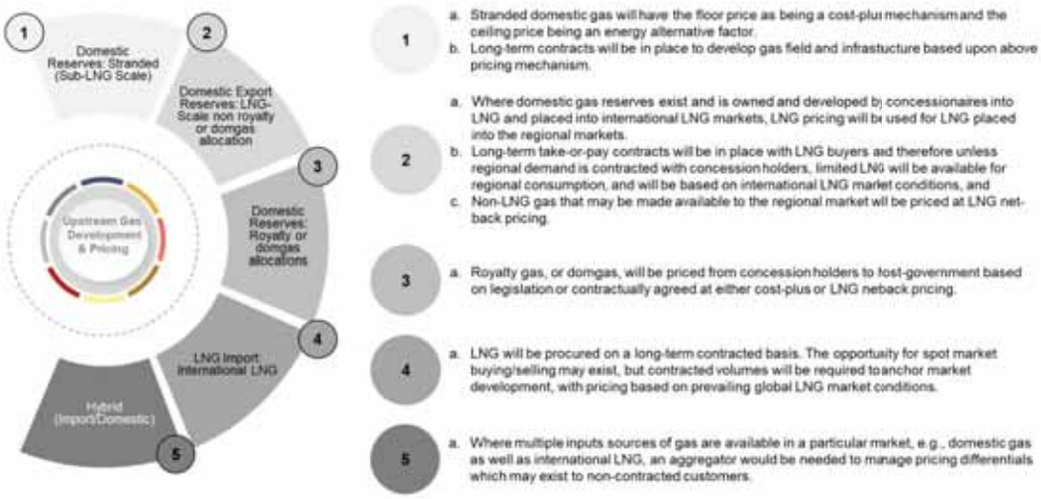


Figura 22: Desenvolver e fixar preços do gás a montante

A região da SADC beneficia atualmente dos preços baseados no mercado interno nos mercados de gás existentes na Tanzânia e na África do Sul/sul de Moçambique. A medida que estas fontes de gás forem diminuindo, é muito provável que tenham de ser substituídas por GNL importado e complementadas por gás nacional. Nestes mercados, será necessário que os agregadores agreguem a procura de projectos que possam ser financiados, para aumentar a segurança da procura e gerir o diferencial de preços e o risco cambial.

Os preços spot do GNL devem normalmente representar cerca de 20% dos volumes totais importados. Enquanto os preços das cargas Spot flutuam com frequência, os contratos de fornecimento a longo prazo têm preços diferentes, numa base que permite a moderação dos preços. Por conseguinte, a determinação dos preços baseia-se em grande medida na quantidade importada e na quantidade de importações baseadas na oferta à vista e a prazo. Existem bons estudos de caso a considerar - o Japão, que se baseia essencialmente no fornecimento a longo prazo, uma vez que não possui gás natural próprio, e o Paquistão, que se baseia inteiramente no fornecimento pontual, uma vez que produz cerca de 75 a 80% do gás que consome. O transporte de cargas à vista funciona enquanto houver liquidez no mercado, mas quando não há liquidez, como é o caso atualmente, países como o Paquistão têm dificuldade em competir com a Europa e outras economias desenvolvidas pelo GNL à vista.

De modo a garantir que as grandes descobertas de gás noutras partes da região sejam totalmente utilizadas e que os activos não fiquem retidos, há vantagens em desenvolver mercados de gás e projectos próximos da fonte de gás a preços de gás baseados em mecanismos de custo acrescido.

Por conseguinte, é provável que a região da SADC apresente uma formação de preços híbrida, com um elemento de fixação dos preços do GNL com base na importação nos mercados de gás existentes e uma fixação dos preços do gás com base no mercado interno na fonte. Trata-se de uma consideração importante, uma vez que o preço da molécula contribuiria de forma mais significativa para o preço global do gás para o consumidor final.

7.2.1.3 Formação dos Preços Regulamentares: Tarifas Intermédias

Tal como indicado, o preço do gás de entrada tem um papel significativo a desempenhar na determinação do preço global para o consumidor final. No entanto, o retorno das infra-estruturas intermédias deve ser incluído no preço global para o consumidor final. Esta situação reflecte-se abaixo.

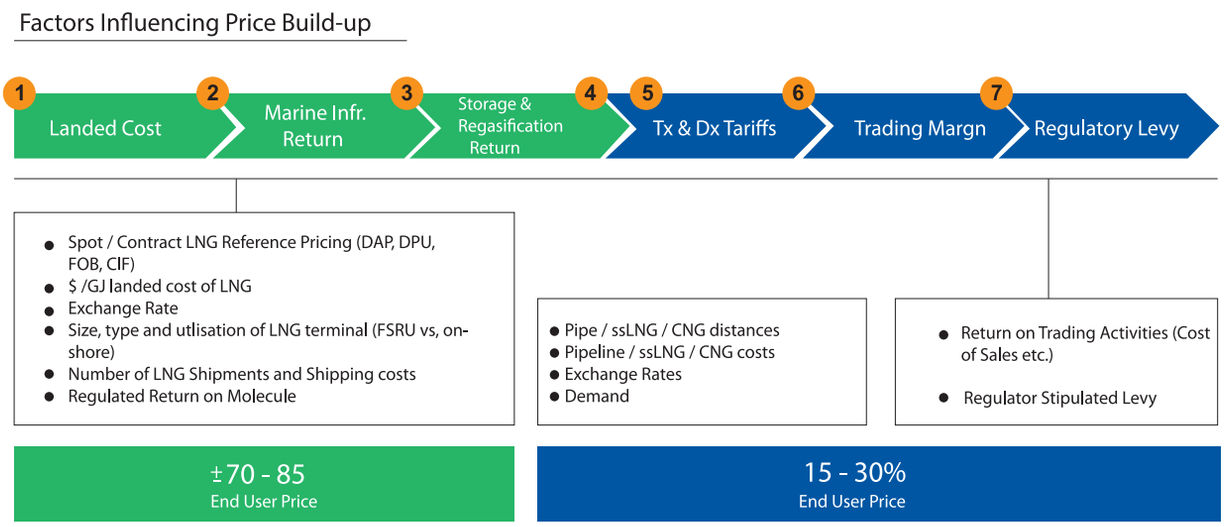


Figura 23: Aumento típico do preço do GNL distribuído aos consumidores finais

As diferentes opções de infra-estrutura terão diferentes CAPEX e despesas de funcionamento (OPEX), com diferentes jurisdições a terem diferentes custos de capital devido aos prémios de risco que podem estar presentes. Estes devem ser tidos em conta para a metodologia tarifária global adoptada. Devem ser criados mecanismos de repercussão, o que se reflecte na secção do relatório relativa ao cálculo dos preços.

Estas tarifas têm igualmente de ser harmonizadas para as infra-estruturas regionais, como os gasodutos transfronteiriços, o que é desenvolvido na secção 7.5.

7.2.1.4 Opções para a Procura do Gás: Preço do Gás Acessível

Tendo em conta o desenvolvimento global da cadeia de valor, como indicado, o preço do gás para o consumidor final deve ser inferior ao preço do gás acessível para que seja criado valor económico. Esta situação reflecte-se na tabela seguinte.

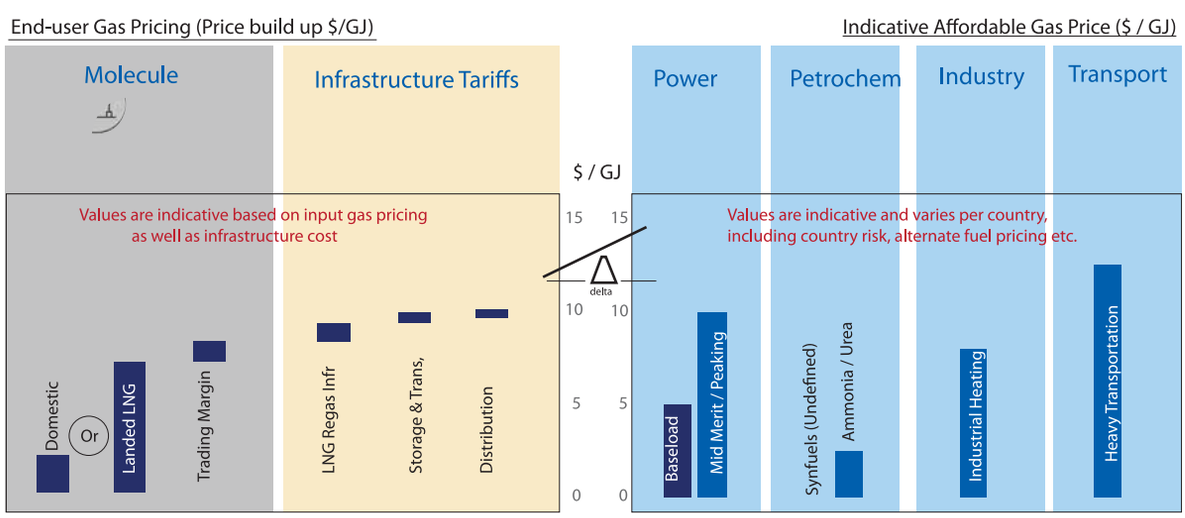


Figura 24: Criação de valor económico

A energia de médio valor e a procura industrial existente (com capital irrecuperável) têm tendência em pagar os preços mais elevados do gás, enquanto as novas indústrias petroquímicas tendem a pagar o preço mais baixo do gás. Este facto implica que os projectos de produção de energia eléctrica ancorarão a infraestrutura de importação de GNL, enquanto as indústrias petroquímicas devem ser desenvolvidas no local das instalações de produção de gás a montante. Portanto, os países importadores do gás da SADC devem considerar a melhor forma de integrar o gás no sector da energia, enquanto os países exportadores do gás devem considerar a produção petroquímica perto da fonte do gás.

A mudança da fonte do gás de produção nacional/regional para GNL internacional (incluindo o preço de retorno líquido do GNL) vai alterar a estrutura do mercado, diminuindo a competitividade de algumas indústrias. Na ausência de quantidades suficientes do gás nacional/regional, existem ainda assim razões económicas e ambientais para avançar nesse sentido, uma vez que certos segmentos de mercado âncora continuarão a poder beneficiar dos preços do GNL, substituindo o gasóleo e servindo de capacidade de pico da potência e/ou de controlo da carga. No entanto, para que o GNL possa ser viável, a celebração de contratos com fornecedores do mesmo implicaria, no geral, a importação de cerca de 1 milhão de toneladas de GNL por ano. Tendo em conta os aspectos económicos deste requisito, a compra agregada e assinada deve exceder este valor, o que só pode ser conseguido através de disposições deste tipo nos planos energéticos integrados nacionais e/ou nos planos de recursos integrados.

7.2.2. Contratação

O investimento de capital significativo que é necessário nas cadeias de valor do gás e a jusante exige contratos claros entre as partes que estabeleçam o seguinte

1. Garantia de escoamento
2. Previsibilidade do escoamento, em termos de volume e preço, e
3. Alinhamento do período de construção de infra-estruturas em toda a cadeia de valor

Ao considerar a função do gás, uma vez que este exige o desenvolvimento do seu próprio sistema (ou seja, o sistema de produção e transporte de gás), mas deve igualmente integrar-se simultaneamente com sistemas separados a jusante (incluindo, por exemplo, o sistema elétrico). Este facto torna a contratação complexa. Por outro lado, a natureza da fonte de gás, ou seja, GNL nacional versus GNL importado, influencia grandemente esta questão, pelo que será útil separar estes elementos em conformidade, tal como demonstrado nos capítulos anteriores.

7.2.1.5 Gás doméstico

O sector do gás natural, ainda que num contexto nacional, terá uma natureza monopolista, exigirá regras, incluirá custos irrecuperáveis elevados e será algo opaco no que respeita aos contratos a celebrar entre as partes. Isto exige protecções especializadas nas transacções comerciais no espaço. O Contrato de Venda de Gás (GSA) está na base do investimento bancário e é qualquer acordo que documente a venda e a compra de uma quantidade do gás natural;[14, 15]

Estes contratos devem abranger as questões técnicas relacionadas com as partes interessadas, os volumes autorizados, as considerações comerciais (economia do gás/petróleo), as limitações políticas e regulamentares, as questões macroeconómicas na jurisdição, as opções de financiamento (empresas, bancos e financiamento de projectos), bem como os acontecimentos exógenos (geopolítica/desastres naturais/macroeconomia global).

7.2.1.6 GNL

A viabilidade comercial e económica orienta a estruturação individual dos contratos de compra e venda de GNL (SPA).[16] Os clientes, ou seja, o(s) mercado(s) de destino, bem como os vendedores, ou seja, a(s) fonte(s) de abastecimento, são os factores determinantes e devem estar vinculados contratualmente.

O vendedor do GNL pode ser :[17]

- Os responsáveis pelo desenvolvimento do sector do gás a montante ou uma das suas filiais a 100 %,
- uma "Empresa do Projecto", constituída e detida por uma combinação dos responsáveis pelo desenvolvimento no sector do gás a montante e por terceiros (incluindo, eventualmente, compradores de GNL) (uma estrutura de projecto de GNL comercial) ou apenas por terceiros (uma estrutura de projecto de GNL com pedágio) ou
- um agregador.

O cliente pode ser:

- Uma grande empresa de serviços públicos ou industrial que compra GNL principalmente para uso próprio,
- uma empresa de comercialização ou um agregador de gás natural que compra GNL para vender num determinado mercado,
- à medida que o mercado à vista de GNL evolui, uma empresa comercial ou um cliente de carteira que compra GNL pode arbitrar o GNL para outros clientes com base nas condições do mercado.

[14] Practical Law Energy, 2019, Contrato de venda de gás
[15] Peter Roberts, 2019, Cross Keys Energy
[16] Sullivan, H.W., 2012, Contratos de compra e venda de GNL
[17] Sullivan, H.W., 2012, Contratos de compra e venda de GNL

Em todos os casos, a competência técnica e a solvabilidade do vendedor para cumprir as suas obrigações financeiras e de desempenho no âmbito de um contrato de compra e venda de GNL e a solvabilidade do comprador para cumprir com as obrigações financeiras significativas associadas ao desempenho e/ou ao pagamento no âmbito de um contrato de compra e venda de GNL são de importância crucial. Por conseguinte, é provável que nem todos os Estados-membros da SADC entrem em ZPEs de GNL, o que exige que os principais mercados forneçam volumes de compra financiáveis que sustentem o ZPE em questão.

7.2.1.7 Integração do Sector de Electricidade

Os contratos para a compra de electricidade (CAE) são celebrados entre um produtor de electricidade (independente ou empresa de serviços públicos) e a parte que compra a electricidade (comprador) e incorporam as condições comerciais de venda e compra de electricidade para um projecto.

Estes contratos garantem o acesso ao mercado da electricidade produzida pelo produtor. Os contratos também permitem a venda de benefícios ecológicos aos fornecedores de energia eléctrica (sendo que as centrais de produção de energia renovável recebem benefícios pela produção de energia renovável e têm a opção de transferir esses benefícios). Devido à natureza do contrato (contrato gerador de receitas), está na base da economia dos projectos de electricidade.

O investimento na infraestrutura de GNL e na produção de electricidade, bem como a estruturação do GSA e do PPA, serão determinados pelo facto de o projecto ser considerado de carga de base ou média, uma vez que a remessa de electricidade determinará a economia de tal empreendimento.

Importa sublinhar que, para que o sector do gás seja desbloqueado, tem de ser ancorado pelo sector da electricidade, o que exige segurança política numa base IRP, que preveja volumes de compra definidos e contratados que possam assegurar a Infra-estrutura de gás necessárias.

7.3 Política e socioeconómica

7.3.1. Factores políticos

Em geopolítica, "poder" é a capacidade de uma nação influenciar o comportamento de outras nações.O domínio do poder físico de uma nação, nomeadamente através do controlo dos recursos energéticos primários, como o gás, determina não só o seu desenvolvimento económico, mas também a sua segurança nacional e a sua força militar. Assim sendo, as relações internacionais das nações são fortemente influenciadas pela distribuição dos recursos energéticos e pelas tecnologias para seu uso.[18]

A instalação acelerada de energias renováveis pôs em curso uma transformação energética global que terá fortes consequências geopolíticas. Da mesma forma que os combustíveis fósseis moldaram o cenário geopolítico nos últimos dois séculos, a transformação energética irá alterar a distribuição global do poder, as relações entre Estados, o risco de conflito e os factores sociais, económicos e ambientais da instabilidade geopolítica.[19]A este respeito, qualquer grande transição na tecnologia energética implica também uma mudança na geopolítica. [20]

Os Estados-membros da SADC não poderão ficar imunes a esta situação, uma vez que os interesses globais concorrentes disputam a sua influência em termos de criação de vantagens comparativas ligadas a interesses específicos. Ao nível regional, um tema central no planeamento energético tem sido a gestão da transição energética de uma forma justa e que não sobrecarregue indevidamente o mundo em desenvolvimento, em relação aos necessidades de descarga de carbono.

Assim, pela sua própria natureza, o RGMP, enquanto plano regional, tem uma base geopolítica. As considerações políticas serão fundamentais para compreender o mercado da energia e a economia . Estes factores podem ser divididos, em termos gerais, em dinâmicas globais e regionais, como mostra a tabela abaixo.

18 Hafner, M., Tagliapietra, S., 2020, A Geopolítica da Transição Energética Global
19 IRENA, 2019, Um novo mundo: A geopolítica da transformação energética
20 Hafner, M., Tagliapietra, S., 2020, A Geopolítica da Transição Energética Global

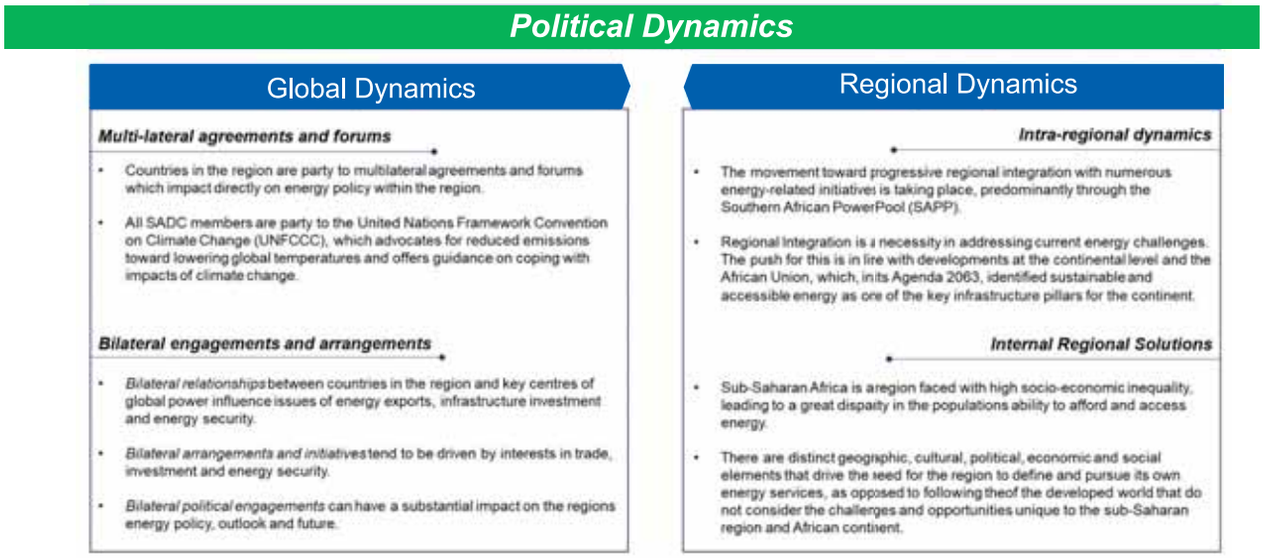


Figura 25: Questões globais de geopolítica

7.3.2. Factores sócio-económicos

A energia e a prosperidade económica estão intrinsecamente ligadas, uma vez que a energia é fundamental para a produção económica e, por conseguinte, para o crescimento económico. Melhorar o acesso à energia, a segurança energética, reduzir a pobreza energética e aumentar a acessibilidade dos preços é fundamental para a capacidade de um Estado-Membro crescer economicamente e prosperar. Os benefícios sócio-económicos da realização deste objetivo, para uma região como a SADC, serão e podem ser significativos e são desenvolvidos mais adiante

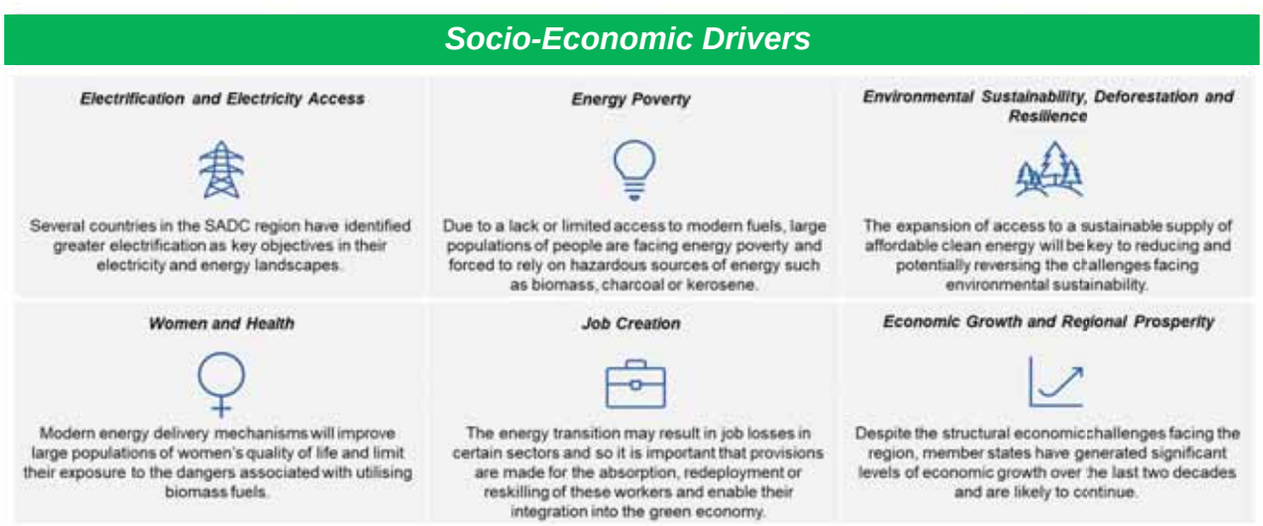


Figura 26: Questões sócio-económicas que afectam os Estados-membros da SADC

Para os Estados-membros da SADC, é imperativo gerir a transição energética de uma forma justa e equitativa. A perspetiva regional e integrada do planeamento energético, de modo que a política energética sirva os interesses da região, é fundamental para a sustentabilidade a longo prazo e a prosperidade regional.

7.4 Plano de Energia e Estrutura do Sistema Energético

The World Energy Council (WEC)O Conselho Mundial da Energia (CME) avançou com a noção de trilema da energia, que aborda o desafio que consiste em equilibrar três objectivos concorrentes, como ilustrado na figura 27.

As grandes descobertas recentes de gás natural na SADC constituem uma oportunidade única para resolver o trilema da energia. O desenvolvimento de uma fonte de energia regional, como o gás natural, não só proporciona segurança energética como também responde a preocupações ambientais. Permite à região uma diversificação do seu sector energético, predominantemente baseado no carvão e na lenha, a um preço que permite às famílias com baixos rendimentos. A natureza intrínseca do gás natural também aumenta a segurança do abastecimento, uma vez que pode cobrir a intermitência da electricidade produzida a partir de fontes renováveis. O benefício do acesso a uma energia a preços acessíveis, relativamente limpa e que garanta a fiabilidade e a segurança energéticas deve ser considerado essencial para a prosperidade a longo prazo da região.

Tabela 27:O Trilema da Energia

7.4.1. Plano(s) Energético(s) Integrado(s)

O Planeamento Energético Integrado, ao nível nacional e regional, é um instrumento fundamental para os Estados-membros da SADC administrarem o trilema energético e tomarem decisões atempadas e informadas sobre a gestão da oferta e da procura de energia . Estes benefícios são descritos na tabela abaixo.

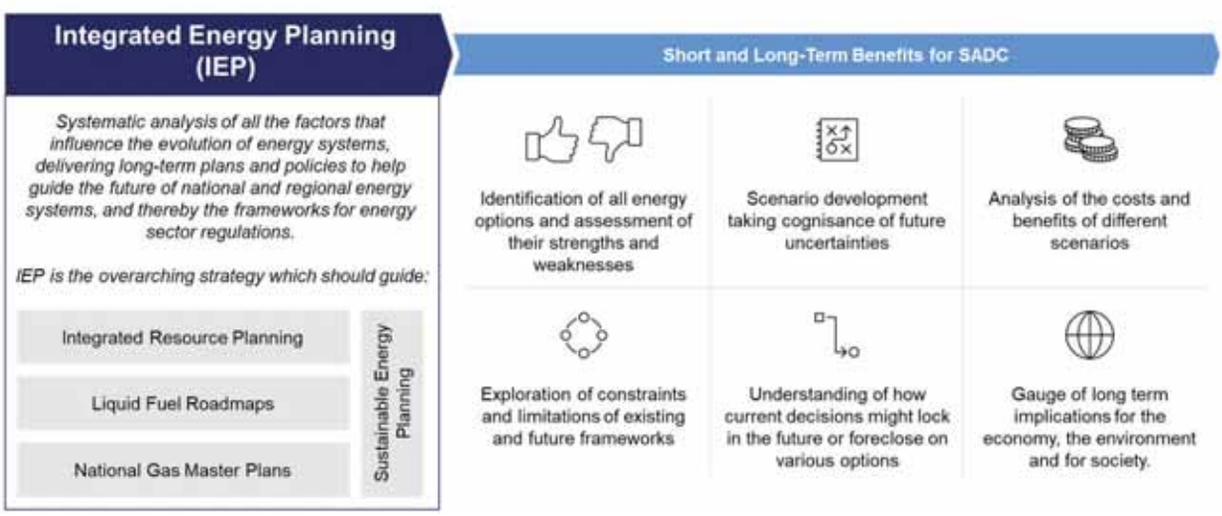


Figura 28: Plano Energético Integrado e seus benefícios para a SADC

Uma análise sobre o plano energético nos Estados-membros indica que poucos têm um PEI, embora muitos tenham alguma forma de PIR centrada na energia eléctrica, no petróleo e/ou no gás. Um tema forte em praticamente todas as políticas e planos é a segurança de energia nacional. A maior parte dos planos nacionais prevê o desenvolvimento dos recursos nacionais para garantir a segurança energética, ao passo que muito poucos planos e políticas fazem referência à integração regional nem consideram opções regionais de menor custo em detrimento dos recursos nacionais. Há também poucas referências ao uso de mercados regionais para desenvolver projectos-âncora para a compra de gás. Esta abordagem tem frequentemente dado origem a resultados económicos e ambientais abaixo do ideal.

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

A análise indica também que o gás não é um objetivo prioritário na maioria dos Estados devido, em grande parte, à falta de um mercado e de infra-estrutura regional de gás. Apenas a África do Sul, Moçambique, Tanzânia e Angola têm indústrias de gás activas e são os únicos Estados-membros que integraram o gás natural no seu sector energético. Alguns dos planos e políticas referem-se à introdução do gás natural no sector da energia, mas a maioria dos Estados-membros tem poucos ou nenhuns planos ou políticas nacionais para o desenvolvimento do gás.

Há um impulso para desenvolver políticas e planos relacionados com a consecução dos objectivos do ODS 7, com as energias renováveis e os objectivos de eficiência energética a tornarem-se mais proeminentes e com a introdução de temas de cozinha limpa. No entanto, o que é menos proeminente são os planos para abordar a variação das energias renováveis e a transição das nações para um sector energético com emissões líquidas nulas de carbono.

O plano integrado de energia não é um acontecimento isolado e deve ser feito regularmente, de forma cíclica, à medida que a oferta, a procura e as tecnologias energéticas evoluem. Este facto é particularmente importante à medida que os países da SADC avançam na transição energética, para evitar a escassez de energia e as perturbações que conduzem a preços elevados da energia eléctrica e a uma maior vulnerabilidade às flutuações dos preços dos combustíveis fósseis e às emissões.

Há seis fases distintas que devem ser realizadas, conforme ilustrado no Ciclo Integrado da Energia na tabela abaixo. Garantir a continuação da implementação de planificação e políticas integrados contribuirá para a adoção óptima do gás natural no sector energético regional, para uma transição energética bem-sucedida e para a realização dos ODS.

Figura 29: Ciclo integrado de plano energético

A SADC, enquanto entidade coordenadora, introduziu, ao longo dos anos, uma série de documentos estratégicos relacionados com a energia ou relativos a energia específica. Não dispõe de protocolos específicos sobre a harmonização das políticas sectoriais, mas os seus domínios temáticos de cooperação, através dos directórios, incluem componentes de harmonização das políticas. Isto estabelece a base para que a SADC introduza directrizes de política e plano energético que ajudem a formulação ou alteração das políticas energéticas nacionais, fornecendo orientações sobre os conteúdos e metodologias necessários. A SADC tem o mandato adequado para introduzir as directrizes da PEI, a fim de garantir uma segurança energética regional que seja sustentável do ponto de vista ambiental, económica e acessível, ou seja, que equilibre os objectivos concorrentes do trilema da energia.

7.4.2. Convergência das políticas

O desenvolvimento do mercado regional do gás exige a coordenação e a cooperação entre várias partes interessadas dos sectores público e privado, a fim de criar as condições necessárias para facilitar o investimento em toda a cadeia de valor. Um aspeto crítico do ambiente propício será o desenvolvimento de políticas e planos regionais e nacionais que convergem para os temas apresentados na tabela 30.

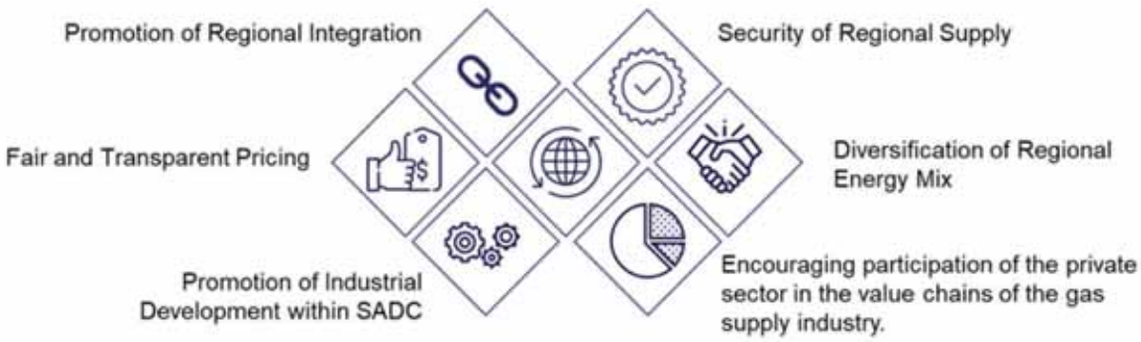


Figura 30: Convergência das políticas

O quadro de política regional deve assegurar um equilíbrio cuidadoso entre as necessidades dos Estados-membros de proteção dos recursos nacionais e de segurança da oferta energético, por um lado, e os imperativos ambientais e a procura de um aprovisionamento energético com emissões líquidas nulas de carbono, por outro, atraindo simultaneamente investidores para a cadeia de valor do gás e assegurando a concorrência. Uma política regional de gás eficaz deverá conduzir a maiores eficiências e economias de escala.

Em conclusão, o enfoque que todos os países colocaram na realização dos ODS, e os seus NDCs para o Acordo de Paris, conduziram a um esforço regional concertado para colmatar o fosso energético na região da SADC nos últimos dez anos. No entanto, não existe um verdadeiro plano energético integrado, que deve ser incentivado ao nível nacional e regional para que a região possa atingir estes objectivos.

A África do Sul apresenta uma oportunidade única como ponto de procura significativo para viabilizar projectos-âncora, particularmente no sector da energia, mas também em aplicações industriais, dado o seu mercado existente. Assim, deve haver uma convergência política sobre o conceito de uso na África do Sul como um centro de procura de electricidade para desbloquear os recursos de gás da região através de projectos de gás para electricidade. Este facto trará benefícios significativos para a África do Sul, através do acesso a recursos energéticos mais acessíveis, e para os países produtores de gás (especialmente Moçambique e Namíbia), na medida em que poderão desbloquear investimentos significativos e receitas de exportação. Uma vez que estes projectos-âncora tenham disponibilizado os recursos de gás, a política deve incentivar o desenvolvimento dos mercados industrial, comercial e residencial.

7.5 Legislativo e Normativo

Tal como acima referido, é fundamental que os Estados-membros da SADC convirjam primeiro em áreas-chave ao nível político antes de poderem desenvolver um quadro normativo e mecanismos favoráveis, uma vez que o quadro normativo deve ajudar a SADC e os seus Estados-membros a alcançar os seus objectivos políticos. Os regulamentos só devem ser introduzidos quando aumentam a eficiência económica, uma vez que os custos de conformidade associados à incerteza normativa podem reduzir os rendimentos dos investidores e aumentar o risco, reduzindo o incentivo ao investimento no aprovisionamento e nas infra-estrutura de gás. Este facto é particularmente preocupante se os requisitos legais forem considerados menos onerosos noutras regiões. A África Oriental e Ocidental registaram progressos consideráveis ao nível da eficiência e da coerência dos seus quadros regulamentares e existe o risco de a SADC ser deixada para trás em termos de investimentos se estes mercados forem considerados mercados regulados de menor risco.[22]

O quadro e os mecanismos regulamentares devem facilitar a concorrência e garantir um acesso fácil ao mercado. Este problema pode ser resolvido através de um quadro normativo favorável para o investidor, que responda igualmente às necessidades nacionais. Existem várias características de regulamentação favorável ao investidor no mercado do gás, conforme ilustrado na tabela 31.

[22] COMESA/RAERESA, 2020, Quadro de Supervisão Normativa para o Mercado de Energia da EA-SA-IO

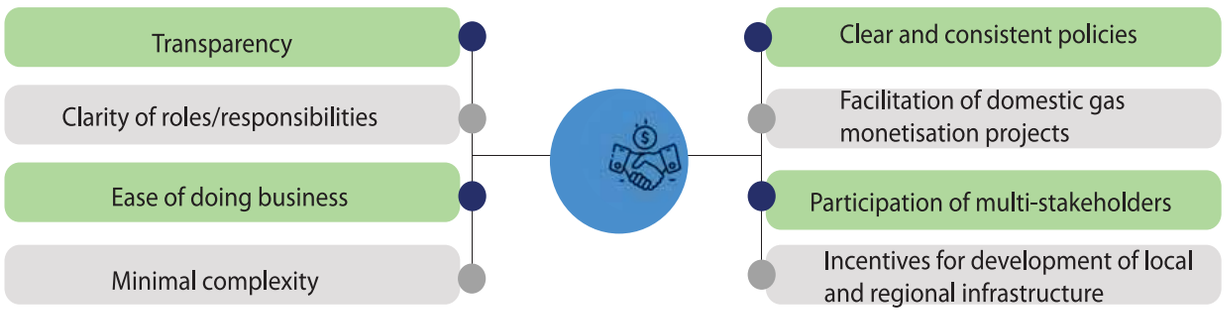


Figura 31: Características dos quadros regulamentares do sector do gás favoráveis ao investidor

Uma caraterística única do desenvolvimento de projectos de gás é a coordenação crítica de todos os elementos da cadeia de valor para garantir que os projectos são financiáveis. Portanto, é importante que o quadro normativo permita o desenvolvimento de infra-estruturas em paralelo com projectos de desenvolvimento de activos a montante e de rentabilização de âncoras a jusante.

7.5.1. Quadros Normativos dos Estados-membros

Foi realizada uma análise exaustiva dos actuais quadros legislativos e regulamentares nacionais da SADC em matéria de gás. A tabela seguinte apresenta um resumo da análise:

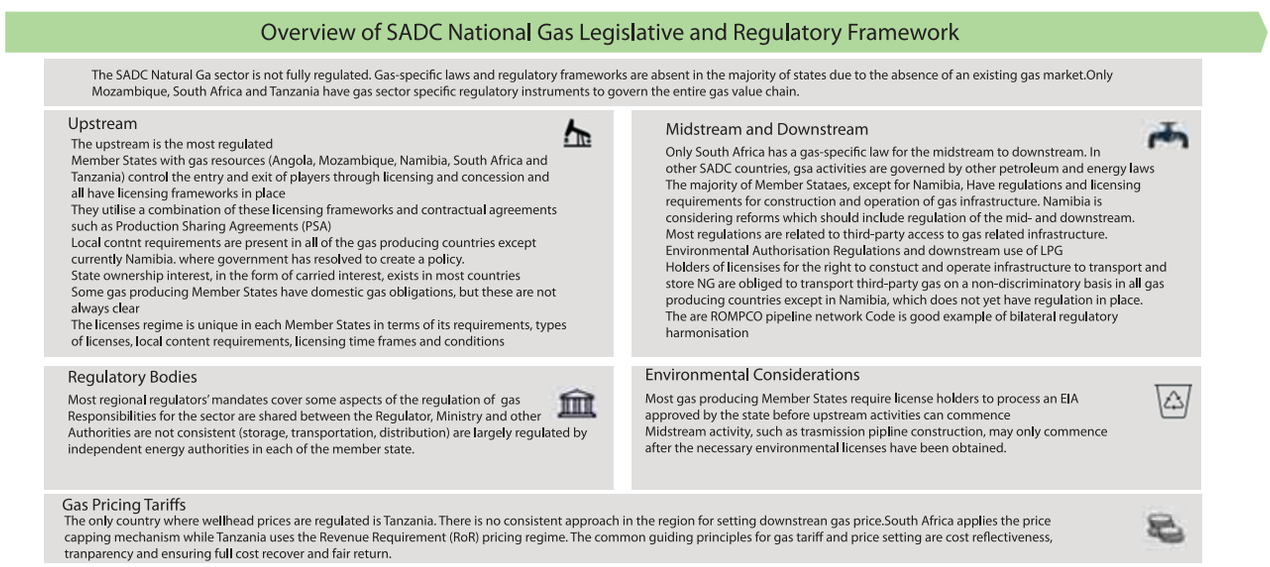


Figura 32: Quadros legislativos e regulamentares da SADC para o gás natural

7.5.2. Directrizes para os mecanismos de regulamentação

A SADC encontra-se numa fase inicial de desenvolvimento do seu mercado do gás. Portanto, é importante considerar os mecanismos reguladores de acordo com a maturidade do mercado específico para garantir que quaisquer mecanismos utilizados na SADC estejam harmonizados com a maturidade do mercado. Portanto, no desenvolvimento de mecanismos reguladores para o mercado da SADC, foram recorridas a várias boas práticas globais e estudos de caso, incluindo o Gasoduto da África Ocidental (WAGP); os mercados de gás da União Europeia, da Malásia e do Paquistão, bem como estudos recentes de análise reguladora regional da Associação Regional de Reguladores de Energia da África Austral (RERA) e do Mercado Comum da África Oriental e Austral (COMESA).

O cenário normativo fragmentado atual poderá dificultar as perspectivas de integração regional e de harmonização normativa, pelo que se recomenda que seja abordado de forma faseada, começando com a cooperação bilateral entre países com mercados de gás existentes e alinhados com os clusters e os corredores económicos . A maioria dos mercados do gás começa inicialmente com acordos bilaterais e é monopolista por natureza, mas os mecanismos regulamentares devem prever a migração para um mercado com vários intervenientes.

Deste modo, a África do Sul, Moçambique e a Tanzânia terão de assumir a liderança em termos de harmonização normativa (técnica e económica) após a convergência ao nível político. Posteriormente, pode ser feita uma harmonização multilateral e depois regional.

O objecivo primordial deve ser o de regulamentar apenas onde for necessário e manter a indústria competitiva sem o peso de impostos e custos adicionais. A regulamentação do mercado regional de gás natural da SADC deve ter os seguintes objectivos:

- Promoção da integração regional
- Segurança e fiabilidade do abastecimento regional
- Diversificação do sector energético regional
- Promover o desenvolvimento industrial na SADC
- Incentivar a participação do sector privado nas cadeias de valor da indústria de fornecimento de gás
- Promover a concorrência para criar eficiências e evitar monopólios

No desenvolvimento de directrizes para mecanismos regulamentação do mercado de gás da SADC, foram consideradas as dimensões chave onde os regulamentos são necessários. Estas são descritas na figura seguinte.

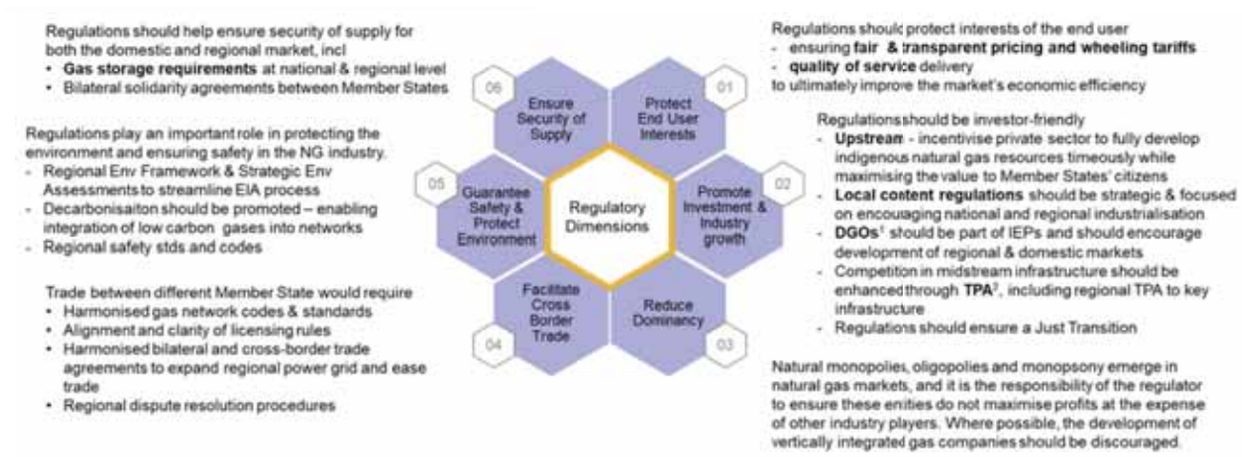


Figura 33: Dimensões-chave das directrizes regulamentares regionais

Propomos que estas Directrizes Regionais para a Energia sejam objecto de um trabalho de reflexão entre os Estados-membros, a fim de garantir que possam, na prática, assegurar a harmonização entre os sectores da energia.

7.6 Estratégias de Capital e Investimento

As economias da maioria dos Estados-membros da SADC são demasiado pequenas para financiar as infra-estruturas regionais de gás na medida em que estas libertem todo o seu potencial. A integração regional é provavelmente a única forma de ultrapassar este obstáculo. A integração regional reduz os custos em todos os aspectos relativos às infra-estrutura. O elevado custo dos serviços de infra-estrutura em África deve-se, em parte, à fragmentação das fronteiras nacionais que impede a realização de economias de escala. A integração das infra-estruturas físicas é simultaneamente um precursor e um catalizador de uma integração económica mais profunda, permitindo assim que os países beneficiem de economias de escala.

Como indicado, é pouco provável que as receitas fiscais dos Estados-membros da SADC financiem totalmente os projectos de infra-estrutura de gás, o que exige uma abordagem mais favorável ao mercado e à participação privada. Para garantir a participação do sector privado, é necessário criar o ambiente ideal para o investimento, com base nos princípios que se seguem, e aproveitar todos os mecanismos disponíveis para melhorar a economia e a capacidade de financiamento dos projectos, reduzindo simultaneamente o risco global, que deve ter em conta os riscos do país e do projecto.

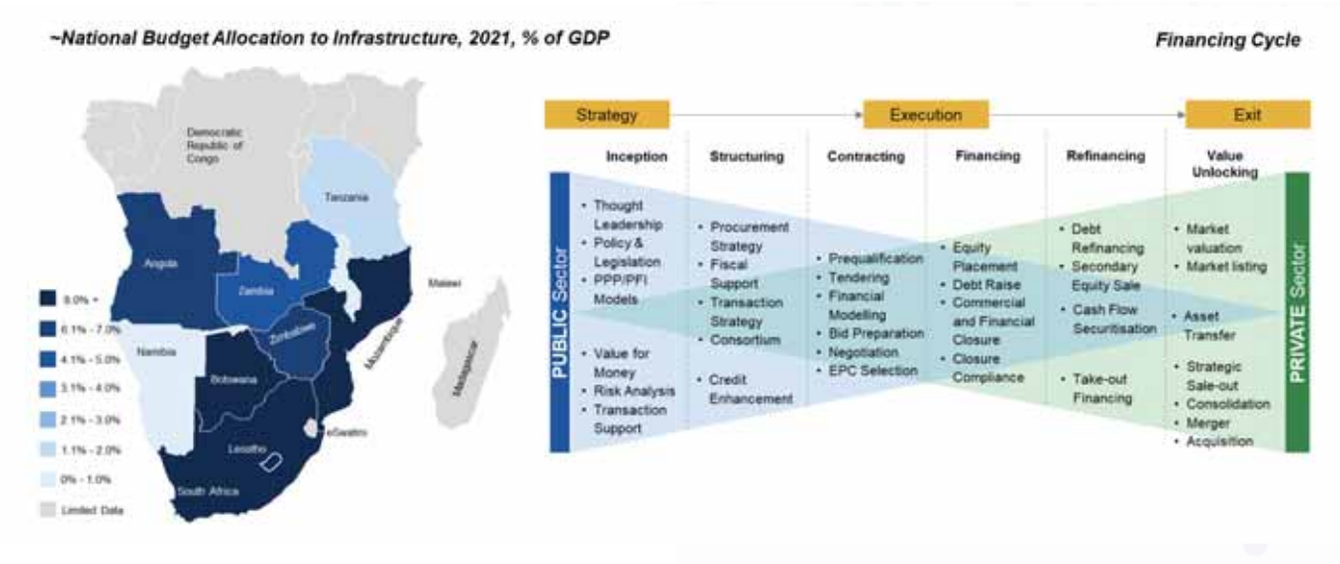


Figura 34: Alocação orçamental ao ciclo de financiamento

7.6.1. Atrair o investimento para a SADC

O fator chave para avaliar a atratividade dos projetos de infraestrutura é o nível de riscos percebidos e os mecanismos para mitigá-los. Para tal, é necessário reduzir o risco ao longo do ciclo de desenvolvimento do projecto. Para que os Estados-membros possam atrair investimentos e financiar o desenvolvimento do mercado regional do gás, são necessárias as seguintes medidas de redução dos riscos.

7.6.1.1 Adoção do RGMP nos Quadros Nacionais de Planeamento

Para a implementação do RGMP, os Estados-membros devem incorporar a integração regional e os resultados do RGMP nos documentos de política nacional. Neste contexto, os PIR nacionais e os planos de desenvolvimento industrial devem comprometer-se a garantir a compra de gás a longo prazo. Sem o compromisso dos Estados-membros de celebrarem acordos de compra e venda, é pouco provável que os projectos consigam garantir a viabilidade bancária necessária ao seu desenvolvimento.

7.6.1.2 Apoio Institucional e dos Estados-membros

Os Estados-membros arriscam-se a criar condições fiscais pouco razoáveis para o desenvolvimento de projectos nacionais de gás e de infra-estruturas relacionadas com o gás. É necessário o apoio ao mais alto nível do governo e através das estruturas institucionais nacionais, que pode incluir:

- Garantir a clareza das funções e responsabilidades das empresas públicas, com mandatos claros no âmbito de quadros legislativos e regulamentares,
- Criar quadros regulamentares e legislativos que permitam a execução desses projectos,
- Os projectos dispendiosos devem ser acessíveis ao nível do quadro orçamental e, portanto, os projectos devem ser acessíveis e coerentes ao nível do quadro fiscal,
- Os défices orçamentais devem manter-se coerentes com os objectivos macroeconómicos.

7.6.1.3 Elaboração e desenvolvimento de projectos

O RGMP, assim como os planos directores nacionais, pode servir de base para o desenvolvimento de infra-estruturas. Ter uma reserva de projectos bem desenvolvidos, com detalhes adequados para o envolvimento do sector privado, torna-se uma componente fundamental da implementação do RGMP. A este respeito, recomenda-se que os Estados-membros adoptem as seguintes medidas:

- Comprometer-se com uma série de projectos prioritários para a integração regional dos mercados do gás,
- Elaborar projectos com estudos de pré-viabilidade e de viabilidade apoiados pelos Estados-membros e pelas instituições de financiamento do desenvolvimento (IFD), entre outros,
- Recorrer a IFDs regionais e internacionais para impulsionar as capacidades de elaboração de projectos em colaboração com o Secretariado da SADC,
- Prestar apoio aos Estados-membros na gestão dos acordos com as partes interessadas em torno das contrapartes nos acordos de PPP, sempre que necessário.

7.6.1.4 Mecanismos de financiamento

Para que os Estados-membros da SADC agilizem os mecanismos de financiamento e promovam os projectos prioritários através da elaboração e do desenvolvimento de projectos, de modo a garantir a sua viabilidade bancária e a chegar a um acordo sobre os mecanismos de financiamento, poderá ser necessário considerar a criação de um fundo de infra-estruturas para o gás e a infra-estrutura conexa. A vantagem de um fundo semelhante é que os Estados-membros podem contribuir para o desenvolvimento de projectos de integração regional, geridos através de IFD regionais credíveis, como a DBSA, a fim de contribuir para o desenvolvimento e a capacidade de financiamento bancário desses projectos prioritários de integração regional baseados no gás. O referido fundo poderia acelerar o processo e gerir os atrasos que podem ocorrer entre a contração do empréstimo e a execução, especialmente no caso da emissão de obrigações.

A dependência do financiamento multilateral do desenvolvimento, em relação à dinâmica em mudança em torno dos combustíveis fósseis, introduz riscos específicos. Para atenuar esta situação, os Estados-membros da SADC deverão tomar medidas proactivas para mobilizar recursos que facilitem e acelerem o desenvolvimento necessário ao investimento.

7.6.1.5 Risco da Contraparte

A participação do sector privado em projectos de desenvolvimento de infra-estruturas regionais exigirá parcerias com entidades governamentais nacionais e subnacionais, incluindo empresas públicas, o que representa um risco de contraparte quando se considera o reembolso do financiamento comercial, como quando uma empresa pública emite uma obrigação nos mercados de capitais.

7.6.1.6 Capacidade Interna do País

Alguns dos riscos relativos às capacidades internas do país incluem

- Incapacidade de desenvolver e implementar programas de infra-estruturas eficazes,
- A má gestão no país contribui para o mau desempenho do projecto,
- A fraca capacidade de gestão efectiva dos potenciais compradores e prestadores de serviços públicos pode contribuir para um desempenho abaixo do padrão e constituir um obstáculo importante a um maior recurso ao financiamento privado, como as IPP.

7.6.2. Fontes de Financiamento

Tendo em conta os desafios para o financiamento de projectos de infra-estruturas regionais baseados no gás apenas através de receitas fiscais, recomenda-se que os Estados-membros da SADC considerem potenciais novas fontes de financiamento para projectos de infra-estrutura. No entanto, é provável que sejam diferentes consoante o tipo, a escala e a natureza estratégica desses projectos. Juntamente com os mecanismos estabelecidos, estes podem proporcionar o equilíbrio do financiamento necessário para conduzir os projectos ao longo do ciclo de desenvolvimento até à sua aprovação, ao mesmo tempo que reduzem os riscos e introduzem potencialmente novas categorias de investimento. Estes estão previstos na figura seguinte.

		Source / Mechanisms	*Stage of Investment*	*Objectives*	*Risk Appetite*
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 DFI's 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***

Figura 35: Potencial Fonte de Financiamento

Algumas categorias de infra-estruturas, como as linhas de transporte de electricidade, podem não ser passíveis de participação privada (uma vez que se trata, na sua maioria, de monopólios estatais), pelo que devem ser financiadas pelos Estados-membros com o apoio de IFD multilaterais e, potencialmente, de bancos comerciais. A infra-estrutura de gasodutos, bem como a regaseificação de GNL e as instalações de armazenamento serão provavelmente realizadas sob a forma de PPP concessionadas, enquanto projectos como as IPP, a petroquímica, etc., serão provavelmente desenvolvidos ao nível privado.

7.6.3. Plano de Financiamento

O plano de financiamento visa responder às necessidades de mobilização dos recursos dos Estados-membros da SADC na implementação do RGMP. São apresentadas as seguintes categorias de investimento em infra-estruturas com opções de financiamento:

- Interconectores Regionais e Linhas de Transporte de Electricidade

Infra-estruturas estatais financiadas através de IFDs multilaterais e bancadas através de CAE regionais. Os mecanismos de financiamento das interligações regionais estão bem estabelecidos e não serão tratados no PGRH.

- Terminais de regaseificação de GNL
- Compressão de Gás e Gasodutos

infra-estruturas intermédias, como os gasodutos regionais, serão provavelmente desenvolvidas através de PPP e de acordos de concessão. No caso das instalações de regaseificação e armazenamento, estas serão provavelmente desenvolvidas ao nível privado com acordos de concessão das autoridades portuárias.
A garantia de compradores no mercado será fundamental para determinar a capacidade de financiamento e, por conseguinte, mais uma vez, os Estados-membros terão de se comprometer com a compra, provavelmente através do sector da electricidade e dos CAE.

- Produção a jusante (electricidade, indústria, petroquímicos)

É provável que a infra-estrutura a jusante seja totalmente propriedade privada, exigindo o apoio dos Estados-membros através de condições fiscais favoráveis e da assinatura de acordos de compra e venda, quando necessário. O financiamento destinado ao desenvolvimento através de programas como o IDC pode contribuir para o desenvolvimento desses projectos. Para os projectos a jusante de natureza estratégica, mas com uma economia potencialmente marginal (por exemplo, produção de fertilizantes), os Estados-membros devem prever condições fiscais favoráveis, a fim de melhorar a economia.

Note-se que se trata de uma cadeia de valor de actividades com diferentes estruturas de propriedade devido à natureza dos mercados. No entanto, sem uma procura-âncora assegurada (por exemplo, energia eléctrica através de CAE assinados), o desenvolvimento de toda a cadeia de valor fica em risco.

7.6.4. Fundo de Infra-estruturas de Energia e Gás para a Integração Regional da SADC

Recomenda-se que o Secretariado da SADC, em parceria com o DBSA, IDC e outras DFIs e/ou Instituições Financeiras Internacionais (IFIs), crie um Fundo de Infra-estruturas de Energia e Gás de Integração Regional para o RGMP. Gerido por entidades regionais de renome, como o DBSA, este fundo poderia ajudar a financiar as infra-estruturas energéticas dos Estados-membros da SADC, nos casos em que individualmente os Estados não pudessem financiar tais empreendimentos. Por outro lado, nos casos de necessidade de elaboração e desenvolvimento de projectos, este fundo pode ser usado para reduzir o risco desses projectos, levando-os à bancarização.

Este fundo acabaria por se pagar a si próprio através da concessão de financiamento que poderia ser reembolsado através da alienação de tais investimentos através de uma oferta pública ou da venda a vários fundos e IFI como a SFI. Este facto poderia resultar em rendimentos para o Fundo de Energia que permitiriam um fluxo contínuo de investimentos para os Estados-membros da SADC. Este fundo poderia ser gerido por uma organização como a DBSA. Para o sucesso de um Fundo de Energia semelhante, será necessária uma gestão profissional e um mandato claro mas flexível.

7.7 Pessoas: Capacidade e participação

A rápida transição que se verifica atualmente no sector da energia exige uma mão de obra com as competências necessárias para enfrentar os desafios de hoje e estar preparada para os de amanhã. Nalguns aspectos, a energia e as pessoas são as forças fundamentais que impulsionam o desenvolvimento e o crescimento económicos. Assim, dispor de energia facilmente disponível, acessível, segura e abundante constitui uma vantagem competitiva para um país, enquanto dispor de uma abundância de pessoas qualificadas e capazes proporciona competitividade a um país.[23]

[23] Fórum Mundial Económico(FEM), 2016, Progresso Económico: O que é a competitividade?; https://www.weforum.org/agenda/2016/09/what-is-competitiveness, Acedido: Outubro de 2022

Se considerarmos os Estados-membros da SADC em relação ao resto do mundo, a demografia está a seu favor . Os Estados-membros têm geralmente uma população jovem, com um rácio de dependência em declínio. Esta situação é contrária à de grande parte do resto do mundo e proporciona à região um conjunto de pessoas que pode impulsionar o desenvolvimento económico. No entanto, existem desafios estruturais no desenvolvimento, na formação e na oferta à base de recursos de mão de obra das oportunidades económicas necessárias para alavancar o seu potencial. Embora a disponibilidade de pessoal possa representar uma vantagem, a falta de conhecimentos especializados representa um desafio significativo, se considerarmos os necessidades para o desenvolvimento de um novo mercado técnico, ou seja, o gás natural.

Para que os Estados-membros possam desenvolver o seu sector do gás, é imperativo que haja uma oferta de mão de obra com as competências necessárias para planear, desenvolver, operar e regular as cadeias de valor integradas e de ponta a ponta que existem entre o sector do gás e as suas indústrias a jusante, incluindo o sector da electricidade. Os dados do sector mostram que as profissões que envolvem funções técnicas especializadas, como os geocientistas, os engenheiros petrolíferos e os perfuradores, necessitam de anos de educação formal, formação e experiência na indústria,[24] o que exigirá uma visão a longo prazo das habilidades desenvolvidas.

O RGMP ocorre no âmbito dos sistemas de formação existentes nos Estados-membros e, por conseguinte, o próprio sistema tem de garantir que é suficientemente robusto para responder às necessidades de formação do sector.

7.7.1. Partilha de Conhecimento e Experiência

A região da SADC pode beneficiar dos Estados-membros com sistemas educativos mais maduros e com indústrias de gás instaladas. Portanto, a partilha de conhecimentos e experiências torna-se um facilitador tangível. É particularmente importante que os países partilhem as suas experiências no que respeita aos desafios mais difíceis de manter a relevância da educação e formação para o mundo do trabalho e de passar dos princípios políticos à aplicação.[25] Também é possível analisar de perto as interligações entre as políticas de competências, os sistemas de formação e o desenvolvimento e analisar como o conhecimento e a experiência das estratégias e políticas de formação podem ajudar os Estados-membros da SADC a enfrentar os seus desafios de crescimento e desenvolvimento.

7.7.2. Quadro de Desenvolvimento de Competências

A este respeito, as pedras angulares do quadro político do RGMP para o desenvolvimento de uma mão de obra devidamente qualificada são:

- disponibilidade de um ensino de boa qualidade como base para as necessidades de formação do sector do gás e dos sectores conexos,
- harmonização da oferta de competências com as necessidades das empresas e dos mercados de trabalho,
- ter em conta o ciclo de vida de formação e desenvolvimento dos trabalhadores e os necessidades de desenvolvimento profissional contínuo,
- permitir aos trabalhadores e às empresas adaptarem-se à evolução da tecnologia e das necessidades do mercado,
- antecipar e preparar as necessidades de competências do futuro.

O RGMP proporciona um quadro para o plano de competências, incluindo a definição das competências susceptíveis de serem exigidas, assegurando a criação de um mecanismo de oferta e garantindo a articulação de um quadro de investimento claro.

As necessidades de competências para os Estados-membros importadores de gás e para os Estados-membros exportadores de gás serão diferentes. Para os Estados-membros importadores de gás (ou seja, os Estados que não dispõem de recursos internos de gás próprios), o principal necessidade inicial consistirá em assegurar a integração energética a jusante, o que será impulsionado pela política. Portanto, para estes Estados-membros, a prioridade é desenvolver e criar as competências e capacidades necessárias para garantir uma harmonização adequada das políticas em relação a um sistema energético integrado e em evolução. No entanto, os Estados-membros exportadores de gás também deverão dispor de competências nos domínios da exploração e produção a montante, bem como de competências técnicas e normativas médias.

A figura seguinte reflecte os domínios para os quais serão necessárias competências:

[24] Sector do petróleo e do gás do Gana, Estratégia de Desenvolvimento Sectorial, ILP, 2021
[25] Uma mão de obra qualificada para um crescimento forte, sustentável e equilibrado, OIT 2010

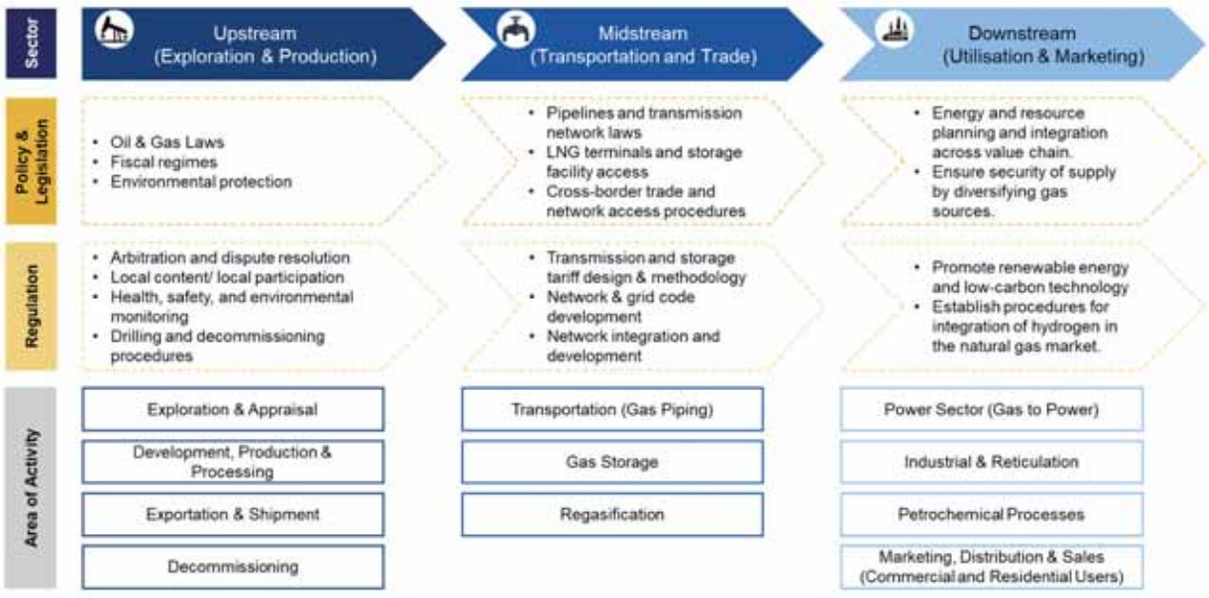


Figura 36: Aspectos fundamentais da política, legislação e regulamentação em toda a cadeia de valor do gás natural

O objetivo do Quadro de Desenvolvimento de Competências do RGMP é proporcionar um modelo para que os Estados-membros possam alinhar as iniciativas de desenvolvimento de competências, garantindo que as competências necessárias para o desenvolvimento do mercado do gás sejam consideradas e atendidas. Por outro lado, quando consideramos as necessidades das habilidades desenvolvidas dos próprios Estados-membros, é necessário assegurar o desenvolvimento e a harmonização das competências em matéria de políticas, legislação e regulamentação. O mercado regional do gás só pode desenvolver-se se forem tomadas as decisões correctas ao nível político, proporcionando a segurança política necessária ao investimento. Para tal, são necessárias as competências adequadas para gerir e navegar na complexidade associada à geopolítica da energia e à transição energética. Uma orientação política, bem como os necessidades dos quadros legislativos e regulamentares, terão um impacto significativo no desenvolvimento, na operacionalidade e na rentabilidade do mercado. As habilidades desenvolvidas e capacidades em conformidade com estes necessidades funcionais é essencial para garantir uma harmonização adequada das políticas em relação a um mercado regional do gás integrado e em evolução.

7.7.3. Desenvolvimento das competências técnicas

Para as iniciativas de desenvolvimento de competências técnicas, são propostas as seguintes recomendações:

Harmonização de sistemas políticas

- Colaboração regional na definição e antecipação das necessidades de competências do sector,
- a introdução de mecanismos para envolver os empregadores e os trabalhadores nas decisões sobre a oferta de formação,
- monitoria e avaliação dos resultados de formação.

Período das iniciativas das habilidades desenvolvidas

- Harmonizar as iniciativas de habilidades desenvolvidas e a oferta em função da procura, de acordo com os desenvolvimentos previstos para o sector do gás

Padronização e harmonização regionais através da criação de Centros de Excelência

- Normas regionais para o desenvolvimento de competências nos programas do sector do gás e sectores conexos, garantindo que os programas de competências críticas sejam reconhecidos ao nível regional,
- criação de Centros de Excelência (CdE) para competências profissionais, técnicas, políticas, normativas e de gestão especializadas, para a realização de programas de competências reconhecidos ao nível regional.

Transferência de competências e partilha de conhecimentos ao nível regional

- Recorrer aos tratados disponíveis da SADC e da ZCLCA para garantir a livre transferência de mão-de-obra especializada e qualificada entre os Estados-membros,
  tirar proveito da experiência regional e internacional para desenvolver competências ao nível nacional.
- Ou seja, garantir que os mecanismos de transmissão de experiências são integrados quando se recorre a apoio externo.

Necessidades de desenvolvimento do ciclo de vida individual

- Ter em conta os requisitos de desenvolvimento de todo o ciclo de vida, incluindo o ensino superior, a formação de competências no local de trabalho e o desenvolvimento profissional contínuo, e gestão dos talentos existentes, recorrendo à requalificação e à melhoria das competências para responder à evolução das exigências do sector, com o apoio de coaching e mentoria.

7.8 Disposições Institucionais.

As instituições nacionais e regionais têm um papel fundamental a desempenhar no desenvolvimento do mercado regional do gás. Isto em termos de harmonização política e normativa, mobilização de recursos, agregação, alinhamento das principais partes interessadas, reforço das capacidades e desenvolvimento e gestão de corredores económicos. A tabela seguinte indica as principais funções das instituições regionais.

Tabela 4: Papéis-chave das instituições regionais

	A SADC tem uma capacidade significativa para facilitar e incentivar a harmonização entre os Estados-membros. O Secretariado da SADC e o Comité Interestatal (Regional) do Gás têm um papel fundamental a desempenhar para facilitar a cooperação entre os Estados-membros no mercado regional do gás e permitir a implementação do RGMP. Recomenda-se igualmente que desempenhem um papel de liderança na condução da convergência das políticas.
	A atual função da RERA como associação de reguladores nacionais é importante, uma vez que formaliza a via para o envolvimento e o diálogo entre as autoridades reguladoras nacionais. O Subcomité de Regulamentação do Gás, do Petróleo e dos Biocombustíveis (GPBRS) está igualmente incumbido de facilitar o desenvolvimento de infra-estruturas e mercados regionais do petróleo e do gás que sejam eficientes, fiáveis, integrados, harmonizados, sustentáveis e favoráveis ao investimento em benefício da região. A RERA será transformada na Autoridade Reguladora Regional da Energia da SADC (SARERA). Portanto, será uma organização muito crítica na implementação do RGMP. Propõe-se que a SARERA tenha o papel de implementar as regras de participação no âmbito do Agregador Regional e de monitorar e avaliar o cumprimento das regras de mercado. Prevê-se ainda que a SARERA supervisione as operações do fundo (repositório) de energia eléctrica no âmbito do Fundo (Repositório) de Energia Eléctrica da África Austral (SAPP), regule o comércio regional de energia e facilite a harmonização das políticas, legislação, normas e práticas regulamentares. A SARERA deve proporcionar um fórum para mediar litígios sobre o acesso a instalações relacionadas com o comércio transfronteiriço.
	O SAPP poderá desempenhar um papel importante na viabilização do RGMP, reforçando a capacidade dos projectos regionais de GTP para acederem ao consórcio regional de energia. O Programa de Infra-estruturas de Transporte Regional deve ser desenvolvido a fim de desbloquear as restrições de transporte de energia eléctrica. Assim, poderia contribuir para a harmonização e a normalização da participação na rede SAPP, através da introdução e adoção de um regime uniforme, transparente e não discreto de acesso aberto à rede eléctrica de transporte regional, da harmonização dos códigos de rede eléctrica, do desenvolvimento de uma metodologia atualizada de fixação de preços de transporte para mecanismos justos de partilha de benefícios entre os países e da criação e operacionalização de um mecanismo de financiamento inovador e sustentável para as infraestruturas materiais e não materiais.

	O objetivo do SACREEE é contribuir para o aumento do acesso a serviços energéticos modernos e para a melhoria da segurança energética em toda a região da SADC através da promoção da adoção de tecnologias e serviços energéticos baseados no mercado das energias renováveis (ER) e da eficiência energética (EE). O SACREEE pode desempenhar um papel importante na harmonização da implementação do RGMP com os projectos regionais de energias renováveis e de eficiência energética, a fim de garantir que o gás natural desempenhe um papel na transição da região para um futuro sem carbono.
	O Centro Regional de Formação do Desfiladeiro de Kafue (KGRTC) é uma organização subsidiária da SADC com a missão de proporcionar um ambiente centrado no aluno para a aquisição de aptidões e competências em tecnologias energéticas. O KGRTC promove as habilidades desenvolvidas no sector da energia em toda a região da SADC e pode, portanto, desempenhar um papel significativo na criação de capacidades na região para desenvolver uma indústria regional do gás.
	O objetivo global do Grupo do Banco Africano de Desenvolvimento (BAD) é estimular o desenvolvimento económico sustentável e o progresso social nos seus países membros regionais (PMR), contribuindo assim para a redução da pobreza. O BAD pode desempenhar um papel fundamental na execução do RGMP, prestando assistência no financiamento das principais infra-estruturas e sendo um parceiro ativo e facilitador do investimento privado no sector.
	A Fundação Empresarial da Nova Parceria para o Desenvolvimento de África (NEPAD) (NBF) é uma organização sem fins lucrativos que coordena os esforços do sector privado com vista ao crescimento económico e ao desenvolvimento de África, em conformidade com as áreas temáticas da NEPAD. O NBF pode desempenhar um papel fundamental na implementação do RGMP, promovendo a cooperação e a parceria entre governos e empresas para ajudar no desenvolvimento e implementação do plano de investimento em infra-estruturas de gás.
Grupos ou instituições de gestão de corredores (GGC ou GCI)	A eficiência e a eficácia de um corredor económico são largamente determinadas pelo papel desempenhado pela Instituição de Gestão do Corredor (IGC) que supervisiona as suas operações. As CMI poderiam desempenhar um papel fundamental na implementação dos corredores económicos e na facilitação dos mercados de gás e das infra-estruturas propostas no presente relatório.

Existem também funções críticas que devem ser assumidas ao nível nacional para desbloquear o potencial de gás natural da região e utilizá-lo para permitir a transição energética.

Tabela 5: Principais Intervenientesao Nível Nacional

Ministérios	Os ministérios devem assegurar a convergência das políticas e que as políticas e planos nacionais no domínio da energia permitam promover a integração regional, a segurança do fornecimento regional, a diversificação do sector energético regional, a promoção do desenvolvimento industrial e o incentivo ao sector privado nas cadeias de valor da indústria de fornecimento de gás. Este objetivo deve ser alcançado de forma faseada, inicialmente numa base bilateral, recorrendo a acordos como o Memorando de Entendimento Intergovernamental (MOU) ou tratados bilaterais centrados em nós estratégicos. Os ministérios devem ser envolvidos nas fases iniciais de desenvolvimento dos corredores económicos propostos e impulsionar o desenvolvimento de tais memorandos de entendimento.

Reguladores Nacionais	As entidades reguladoras nacionais são factores críticos para o cumprimento do RGMP. Deverão impulsionar a harmonização dos quadros regulamentares, primeiro ao nível bilateral ao longo dos corredores definidos entre os actuais países comerciantes de gás e, em última análise, ao nível multilateral e finalmente regional. Tal deve ser efectuado em colaboração com o RERA. Existe, no entanto, uma incoerência regional entre os mandatos das várias entidades reguladoras, nomeadamente no que respeita às infra-estruturas intermédias, o que dificulta a comunicação e a tomada de decisões. Recomenda-se, portanto, que se chegue a uma harmonização das instituições e mecanismos reguladores em cada um dos corredores identificados.
Associações Nacionais da Indústria do Gás	As associações nacionais da indústria do gás podem desempenhar um papel central na garantia da segurança, no reforço das capacidades e na sensibilização do sector. Podem fazê-lo actuando como uma parceria entre os sectores público e privado para promover o sector e garantir a segurança e a qualidade do gás natural. Neste contexto, podem desempenhar um papel vital na sensibilização e compreensão do RGMP no sector regional em geral.

8. INFRA-ESTRUTURAS SÓLIDAS

O desenvolvimento de infra-estruturas relacionadas com o gás foi considerado numa base de corredor, centrado em fontes importantes de oferta e procura na região. Isto foi harmonizado com as recomendações propostas na Fase I.

Os diferentes corredores são apresentados no mapa abaixo:

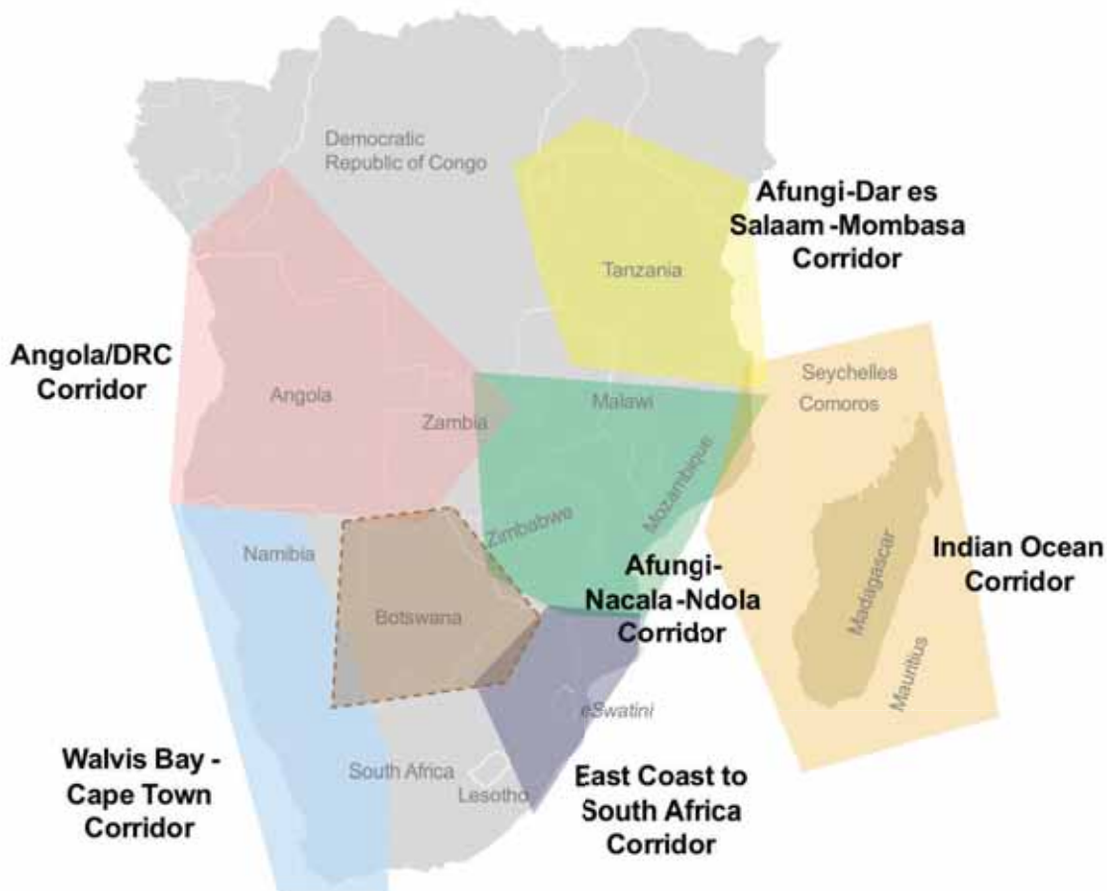


Figura 37: Mapa ilustrativo dos Corredores Económicos

8.1 Corredores e Sectores Económicos

8.1.1. Corredor da Costa Oriental para a África do Sul

8.1.1.1 Plano de Infra-estruturas e Factores Facilitadores

O plano de infra-estruturas para este corredor baseia-se no desenvolvimento de um terminal de importação de GNL no porto da Matola, em Moçambique, como projecto âncora inicial. Este projecto é fundamental para garantir a segurança contínua do abastecimento dos centros industriais da África do Sul, à medida que o abastecimento dos campos no sul de Moçambique começa a diminuir. Há também potencial para o desenvolvimento de uma terminal de importação de GNL no porto de Richards Bay para abastecer a GTP, bem como os mercados sul-africanos de KwaZulu Natal, mas este seria um projecto nacional e não regional.

Uma vez instalada esta infraestrutura, existe uma margem adicional para aumentar a oferta de gás, tanto para a produção de energia como para a procura latente de aplicações de aquecimento industrial, substituindo o carvão e apoiando o crescimento.

Tabela 6: Descrição do corredor - Da costa leste à África do Sul

infra-estrutura propostas:

- FSRUs na Matola e na Richards Bay
- Gasoduto do Porto da Matola para o gasoduto ROMPCO
- infra-estrutura eléctricas de Beluluane até à conduta de Motraco

Etapa 1 - A oferta existente cria uma âncora	Capacitação e Necessidades	Etapa 2 - Crescimento industrial
A actual procura industrial de electricidade de ~209 PJ pode servir de âncora para o FSRU à medida que o fornecimento de gás de Pande Temane diminui É provável que a nova oferta seja proveniente do sector da energia até 2026 • New GTP IPP ~ 25 PJ • Conversão diesel 4-6 PJ • Reaproveitamento de energia da Eskom ~5 PJ • Produção integrada ~10 -20 PJ	Infra-estruturas sólidas Desenvolver infra-estruturas em terminais de importação de GNL em Maputo e Richards Bay Reforço das infra-estruturas de rede eléctrica de Maputo e Richards Bay Infra-estruturas Imateriais Alteração da política para permitir a participação de projectos regionais nos programas IPP da África do Sul Assegurar que o Plano Energético Integrado seja instituído e que seja dada ênfase à segurança e fiabilidade energética regional	Crescimento ao nível da oferta de aquecimento industrial ~15 - 27 PJ até 2030 Potencial para substituir o carvão em aplicações industriais ~10 - 20 PJ até 2035 Potencial para o crescimento do uso residencial de GNC para substituir o GPL e a energia eléctrica ~5 PJ Aplicações eléctricas e industriais em Eswatini ~10 PJ

Desafios

A África do Sul deve reformular o seu PIR de modo a incluir o fornecimento de gás regional e abrir o seu programa de aquisições a esse fornecimento

É necessária uma investigação mais aprofundada das opções de gasodutos para o abastecimento de gás

Programação dos projectos de acordo com o declínio da pandemia de Temane

Tabela 7: Investimento em infra-estrutura - Corredor da Costa Oriental para a África do Sul

País	Tipo de Projecto	Designação do Projecto / Definição	Ano	Necessidade	CAPEX (US$m)
Moçambique	Projecto de Electricidade	Central de produção 400/11 kV com 3 transformadores de 1000 MVA	203		237
Moçambique	Projecto de Electricidade	New GTP - Maputo 3x 400 kV line (6km)	2030		8
Moçambique	Projecto de Electricidade	Linha Maputo - Arnot 400 kV (284 km) com coletor em série	2030		111
Moçambique	GTP	Central eléctrica de Beluluane	2025		2,334
Moçambique	FSRU	Maputo FSRU	2025		466
Moçambique	Gasoduto da Matola	Maputo a Ressano Garcia	2025		60
Africa do Sul	FSRU	Richards Bay	2025		252
Africa do Sul	Gasoduto	Richards Bay para Secunda	2025		1,682

Necessidade Key	
	Sim
	Não
	Parcial

A concretização bem sucedida destes projectos resultaria numa ligeira diminuição da pegada de carbono total na ordem das ~20 kt, quando comparada com um cenário em que nenhum projecto de GNL fosse concretizado. Esta ligeira diminuição líquida deve-se aos seguintes factores:

- provavelmente a mudança dos consumidores industriais de gás para fontes de energia mais intensivas em carbono, caso o GNL importado não esteja disponível;
- a possibilidade oferecida pela maior disponibilidade de gás natural aos consumidores industriais e outros consumidores de energia de abandonarem a sua atual utilização de fontes de energia com maior intensidade de carbono, como o carvão, o GPL e o gasóleo.

Estas reduções de emissões compensam quase completamente as emissões resultantes da regaseificação do GNL e da produção de electricidade.

8.1.1.2 Exigência

As províncias sul-africanas interiores de Gauteng, Mpumalanga e Free State, bem como as províncias do sul de Moçambique (Inhambane, Gaza e Maputo) consomem ~489 MMscf/d[26](197 PJ/a), sendo ~94 MMscf/d (38 PJ/a) vendidos em Moçambique. A maior parte da oferta de gás da África do Sul destina-se a ser utilizada no sector industrial.

A produção de combustíveis sintéticos e de produtos químicos em Sasolburg e Secunda (usando o processo Fischer-Tropsch) representa entre 100 e 120 PJ da procura de gás natural e domina a captação de gás no interior da África do Sul. Esta aquisição é fundamental para servir de base a qualquer futuro desenvolvimento e importação de gás.

Outros 23 PJ[27]de gás rico em metano (MRG), produzido como subproduto do processo de transformação de carvão em líquidos (CTL) em Secunda, são vendidos em KwaZulu-Natal.

É provável que o crescimento futuro da oferta venha sobretudo da energia eléctrica, com um total de 4450 MW de novas GTP planeadas para a próxima década. Estas novas centrais eléctricas localizam-se no sul de Moçambique, em Eswatini e na África do Sul. Ademais, existe potencial para converter ~3000 MW de capacidade de pico alimentada a gasóleo e reorientar centrais eléctricas a carvão desactivadas para o gás natural.

Embora isto represente um volume muito substancial de electricidade, os desafios significativos residem tanto na utilização planeada muito baixa de grande parte desta capacidade (~6000 MW que provavelmente funcionam a 5-12% [28]da capacidade e consomem ~25-54 PJ/a) como na incerteza significativa quanto à sua viabilidade . Apenas os investimentos previstos da GTP no sul de Moçambique deverão funcionar com uma utilização de carga de base, com uma procura de ~27 PJ/a.

Finalmente, se a África do Sul adotar a via de produção de menor custo na sua próxima iteração do IRP,[29] poderão ser necessários mais ~1000-1500 MW de GTP média até 2030 e ~5000 MW até 2040. Para tal, seriam necessários mais 31 PJ de gás até 2030 e 123 PJ até 2040. No entanto, para concretizar este potencial, a África do Sul terá de ter em conta as potenciais fontes regionais de GTP no seu plano .

8.1.1.3 Oferta

Esta oferta é atualmente fornecida pelos campos de produção de Pande-Temane, na província de Inhambane, no sul de Moçambique, transportados através do gasoduto ROMPCO, como mostra a figura abaixo. No entanto, o fornecimento destes campos deverá começar a diminuir a partir de 2028,[30] o que exigirá a importação, por gasoduto ou GNL, para manter o fornecimento. Além disso, a Sasol anunciou a retirada do gás rico que contém metano do mercado de KwaZulu Natal até 2026.

[26] Sasol, 20F 2021
[27] Sasol, 20F 2021
[28] DMRE, 2019. Plano integrado de recursos (IRP2019)
[29] DMRE, 2019. Plano integrado de recursos (IRP2019)
[30] Sasol, 2022

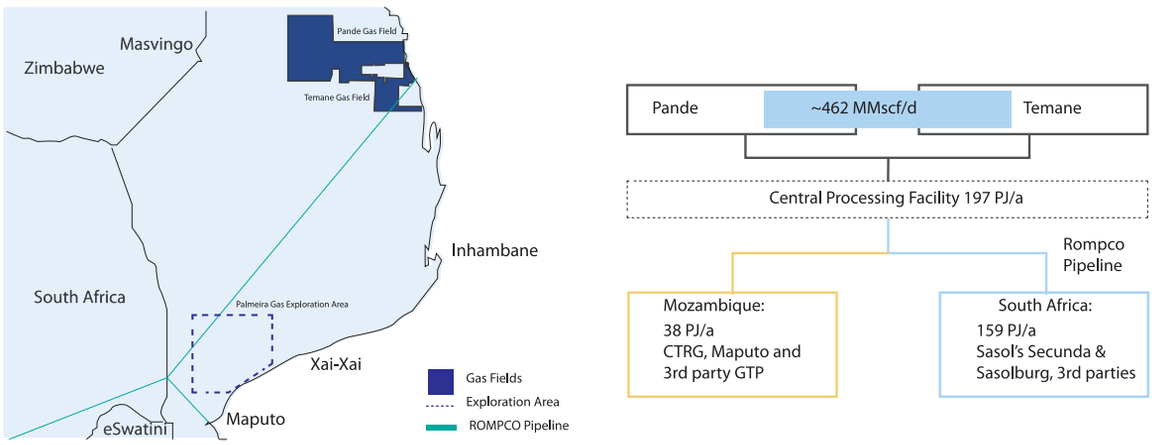


Figura 38: Abastecimento atual a partir do sul de Moçambique

A análise que se segue estabelece uma comparação entre os aspectos económicos do potencial fornecimento de gás através de um gasoduto a partir do norte de Moçambique/ sul da Namíbia ou através de um terminal genérico de GNL.

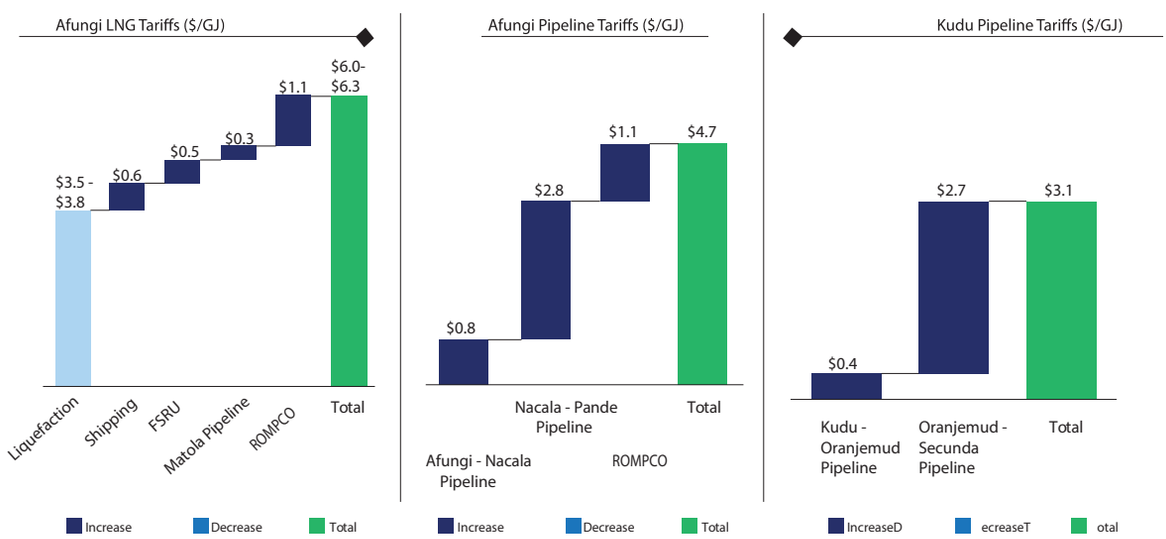


Figura 39: Comparação entre as tarifas de transporte de GN para o interior da África do Sul

Embora a análise económica acima referida pareça indicar que um gasoduto seria mais económico do que a importação de GNL, a flexibilidade inerente ao GNL, o risco de bloqueio da infraestrutura e o tempo necessário para desenvolver um gasoduto favorecem o GNL como opção de importação. Consequentemente, seria importante que a importação de GNL fosse considerada uma prioridade a curto prazo, sendo o potencial fornecimento por gasoduto a partir do sul da Namíbia ou do norte de Moçambique uma opção a longo prazo. Para proporcionar o rendimento necessário para a importação de GNL, será necessária uma procura industrial de carga de base, uma vez que a procura de electricidade de pico prevista será demasiado pequena e errática.

A única fonte desta grande procura industrial encontra-se no interior da África do Sul. Tanto os portos de Ngqura como da Richards Bay exigiriam investimentos substanciais em novas infra-estruturas de condutas. Assim, Maputo terá de desempenhar um papel crítico como um centro de GNL para a região. Através da conduta Motraco, Maputo oferece uma boa evacuação de até 2000 MW de electricidade e pode, portanto, também fornecer um local para electricidade de pico. Consequentemente, o Porto de Maputo deve ser considerado como uma opção de fornecimento de GNL para a África do Sul.

Existe também potencial para uma instalação de importação de GNL na Richards Bay para electricidade e para apoiar os actuais clientes de MRG da Sasol. O estabelecimento desta terminal poderia levar ao desenvolvimento de um mercado de gás mais vasto na província sul-africana de KwaZulu Natal, mas é provável que se trate de um projecto nacional e não regional.

8.1.1.4 Principais Decisões e Plano de Infra-estruturas

De forma crítica, a África do Sul precisa de reformular o seu plano para a electricidade e a energia, de modo a considerar uma gama mais vasta de recursos energéticos na região. Este plano deve incluir a perspetiva de fornecimento de GNL e de GTP de pico a partir de Maputo, bem como de GTP média a partir de Moçambique e da Namíbia.

Com esta abordagem, a África do Sul terá vantagem em explorar recursos GTP abundantes e altamente competitivos na região. Por sua vez, isto pode permitir que o país passe para a via de produção de menor custo no IRP e possibilitar volumes substancialmente maiores de energia renovável. O resto da região pode também beneficiar da criação de grandes projectos de desenvolvimento de interesse geral que podem ser aproveitados para promover um maior acesso à energia e um desenvolvimento baseado no gás.

8.1.1.5 Projectos adicionais

Neste corredor, estão em curso os seguintes projectos de menor dimensão que devem ser considerados como parte do Plano Diretor:

- Campo de gás da Virgínia. A reserva inclui reservas de ~0,2 TCF de metano em 1P e ~0,4 TCF de metano em 2P. O metano está associado a ~0,07 TCF em hélio ao nível de 1P e ~0,14 TCF[31] em 2P. O campo está a ser desenvolvido para produzir hélio e comercializar o metano como GNL.
- Campo de gás de Amersfort. Este inclui um campo de metano de jazidas de carvão e um campo de gás convencional com recursos contingentes de 4,9 TCF. Este está a ser desenvolvido pela Kinetiko Energy, com planos para conduzir um programa de exploração de cinco poços principais desde o quarto trimestre de 2022 até ao ano corrente de 2023.
- Bacia de Durban. Estava previsto o arranque de um programa de perfuração pela Sasol e pela ENI, mas este programa foi objecto de grandes desafios ambientais e de atrasos.
- Para além destes desenvolvimentos na África do Sul, estão a ser exploradas várias áreas no sul de Moçambique e no Zimbabwe, incluindo a PT-5C, o Bloco 16/19, a bacia do Zambeze, a bacia de Angoche e a bacia de Caborra Bassa. Até à data, não foram efectuadas descobertas em nenhuma destas áreas de exploração.

8.1.1.6 Recomendações

Para concretizar todo o potencial que este corredor possui para desenvolver a economia do gás na região, serão necessárias as seguintes decisões e investimentos fundamentais:

1. A África do Sul deve atualizar o seu IRP, incluindo o fornecimento regional de GTP.
2. As opções regionais de fornecimento de GTP devem ser autorizadas a concorrer ao programa South African Gas IPP.
3. Para evitar uma aversão indevida ao risco por parte dos importadores de GNL e dos promotores de PIE, e assim assegurar a melhor solução de conversão de GNL em electricidade, o RFP para PIE de gás deve especificar claramente o nível de disponibilidade exigido e os períodos de pré-aviso. Tal deve basear-se numa compreensão clara sobre os riscos susceptíveis de serem aceites pelo operador do sistema e os que devem ser atenuados pelo PIP.
4. Será necessário investir nas infra-estruturas do gasoduto que liga Matola ao gasoduto ROMPCO.
5. Investir em Infra-estruturas eléctricas de Beluluane até à linha da Motraco e possível reforço da central eléctrica da Motraco para assegurar a manutenção da redundância n-1.
   Ver necessidades relativas ao desenvolvimento de infra-estruturas no anexo.

8.1.2. Corredor Afungi-Nacala-Ndola

8.1.1.7 Plano de Infra-estruturas e Factores Facilitadores

O Corredor Afungi-Nacala-Ndola é reforçado por um investimento numa instalação GTP de grande escala em Nacala, que abastece o mercado energético sul-africano. Esta importante central eléctrica e a procura de gás associada são necessárias para apoiar o desenvolvimento de um gasoduto de Afungi a Nacala que, por sua vez, pode facilitar o desenvolvimento de um centro de gás em Nacala.

Este centro pode então desempenhar um papel fundamental para permitir o desenvolvimento do fornecimento de gás a várias instalações de produção no norte de Moçambique, no Malawi e na Zâmbia. Em função do preço do gás e dos incentivos fiscais, o fornecimento de gás a Nacala poderia constituir a base para a produção de fertilizantes em grande escala.

[31] Renergen, 2022

Tabela 8: Descrição do corredor: Afungi-Nacala-Ndola

Infra-estruturas Propostas:
- Gasoduto de Afungi a Nacala
- Colocar em funcionamento as centrais GTP em Afungi e Nacala

Aproveitar a Infra-estrutura Existente:
- Infra-estruturas rodoviárias: Moçambique, Malawi e Zâmbia

Etapa 1: Uma grande GTP cria uma âncora	Capacitação e Necessidades	Etapa 2: Desbloquear o uso de gás na indústria
Desenvolver a GTP de Nacala de ~900 MW com base na procura sul-africana Objetivo de substituição do óleo diesel e do fuelóleo pesado (HFO) em 190 MW de geração de electricidade no Malawi e na Zâmbia	Infra-estruturas sólidas Assegurar que as instalações de GNL em terra da Área 1 e da Área 4 sejam implementadas Desenvolver a conduta Afungi-Nacala Reforçar a infra-estrutura da rede de energia eléctrica de Nacala para a rede SAPP Desenvolver o centro de gás de Nacala incorporando 1 GW GTP, GNL e GNC em pequena escala Assegurar que a infraestrutura seja de utilização múltipla para o hidrogénio e o gás natural Infra-estruturas Imateriais Permitir a execução de projectos regionais no âmbito dos programas IPP da África do Sul. Acordos bilaterais entre Moçambique e a Zâmbia	Curto/médio prazo Carvão/ HFO/ GPL retirado das instalações industriais existentes ~15 - 60 PJ Fornecimento para uma potencial nova fábrica de aço na província de Tete ~5 - 10 PJ Perspetiva de investimento em amoníaco/fertilizante à escala mundial* ~28-29 PJ Longo prazo Criar uma oportunidade para Moçambique desenvolver uma posição de líder mundial no fornecimento de hidrogénio azul

*Requer um preço do gás altamente vantajoso e incentivos fiscais

Desafios/Riscos

Ausência de opções de abastecimento regional no plano energético nacional

Ausência de tarifas de circulação facilmente acessíveis, coerentes e transparentes nas diferentes redes de serviços públicos de electricidade

Elaboração atempada dos projectos de GNL da Área 1 e da Área 4, a fim de proporcionar a necessária colocação no mercado interno

Tabela 9: Investimento nas infra-estruturas - Corredor Afungi-Nacala-Ndola

País	Tipo de Projecto	Designação do Projecto / Definição	Ano	Necessidade	CAPEX (US$m)
Moçambique	Projecto de Electricidade	220/110 kV Subestação de	2026		49
Moçambique	Projecto de Electricidade	1x220kVlinha Nacala-Namialo(100)	2026		35
Moçambique	Projecto de Electricidade	1x220 kVno bay de linha em Namialo	2026		1
Moçambique	Projecto de Electricidade	220/110 kV Subestação de Nacala	2026		54
Moçambique	Projecto de Electricidade	1x220kVlinha Nacala-Namialo (100)	2026		69
Moçambique	Projecto de Electricidade	2x220 kV no bay de linha em Namialo	2026		2
Moçambique	Projecto de Electricidade	1x220kV75Mvar Condensador de derivação em Nacala	2026		2
Moçambique	GTP	GTP (+ 650 MW)	2026		759
Moçambique	GTP	Fábrica de energia da GL África	2023& 2026		292
Moçambique	Gasoduto	Afungi a Nacala	2026		1015
Moçambique	Gasoduto	Nacala a Pande-Temane	2026		3299
Moçambique	Instalações industriais	Recursos Baobab - Fábrica de aço e de vanádio			
Moçambique	Gás para produtos básicos	Fábrica de Cimento do Niassa, Chimbonila, Niassa	2022		20

Necessidade Key	
	Sim
	Não
	Parcial

A implementação bem sucedida deste plano resultará numa redução líquida das emissões de gases com efeito de estufa de ~700 kt em relação a um cenário de referência sem alterações. Esta redução das emissões totais pode ser atribuída aos seguintes factores:

1. Substituição de matérias-primas mais poluentes, como o gasóleo e o HFO, em instalações de produção de energia na Zâmbia, Malawi e Moçambique,
2. Deslocação do carvão, do GPL e do gasóleo como combustível para aquecimento industrial,
3. Evitar a necessidade de liquefação e transporte do gás usado internamente como GNL.

Estas reduções líquidas das emissões de GEE, em comparação com a trajetória de referência, mais do que compensam as emissões adicionais que surgirão da compressão e do transporte de gás, bem como do desenvolvimento de novas instalações da GTP em Nacala.

8.1.1.8 Oferta

Este corredor de gás é possibilitado pelas substanciais reservas de gás (174 TCF no local e 126 TCF recuperáveis) na Área 1 e na Área 4 da Bacia do Rovuma[26].

Estas reservas serão exploradas com base na exportação de GNL em águas profundas, com um total de ~31 MMt de capacidade de GNL a ser explorada na primeira vaga. Embora praticamente toda a produção destes campos tenha sido contratada, está previsto o fornecimento de um total de 400 MMscf/d ao mercado nacional em duas fases (100 MMscf/d +300 MMscf/d).

Deste volume, 100 MMscf/d serão disponibilizados no arranque das unidades de liquefação do projecto Mozambique GNL. Os restantes 300 MMscf/d de gás serão disponibilizados numa data posterior. À semelhança da Área 1, as concessionárias da Área 4 comprometeram-se a fornecer 500 MMscf/d de gás ao mercado interno de Moçambique, a disponibilizar em duas fases (150 MMscf/d + 350 MMscf/d). Os 150 MMscf/d de gás serão disponibilizados no arranque das unidades de liquefação do projecto Rovuma GNL. Os restantes 350 MMscf/d de gás serão disponibilizados numa data posterior.

Será, no entanto, fundamental que sejam desenvolvidos projectos credíveis de compra, que proporcionem tanto o volume como a economia necessários para constituir uma opção de monetização alternativa credível ao GNL exportado.

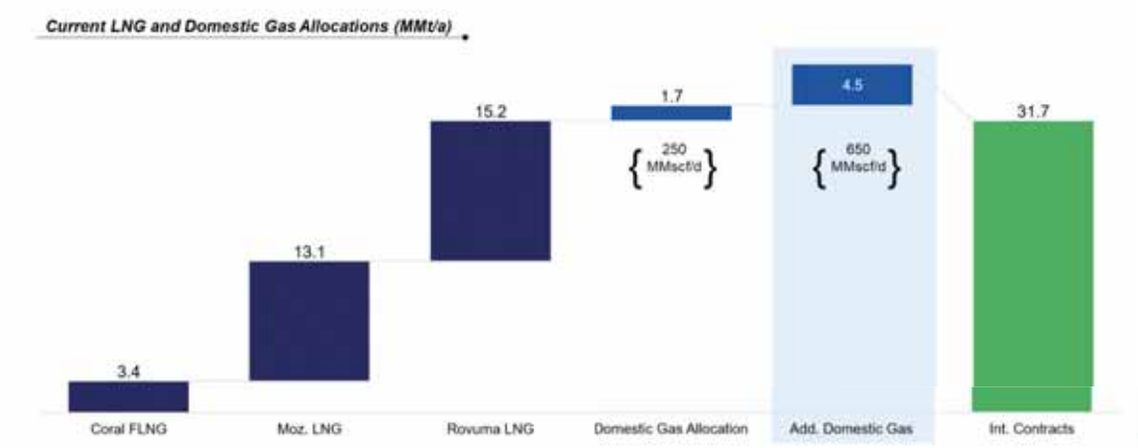


Figura 40: Actuais terminais de GNL e atribuição de gás doméstico

Para além destes projectos iniciais de GNL, existem reservas suficientes para Moçambique desenvolver mais 60-90 MMt/a de GNL. A AIE prevê que a procura asiática de GNL proveniente de África possa atingir 60-70 milhões de toneladas até 2050, num cenário de baixa transição energética. Dada a localização estratégica ideal da Bacia do Rovuma para servir este mercado, Moçambique poderia apoiar mais 5 a 8 unidades de GNL (24-39 MMt/a) até 2050. Com base em distribuições semelhantes de gás doméstico, existe a possibilidade de os futuros desenvolvimentos de GNL poderem atingir 1300 MMscf/d de distribuição de gás doméstico até 2050.

[26] INP, 2022

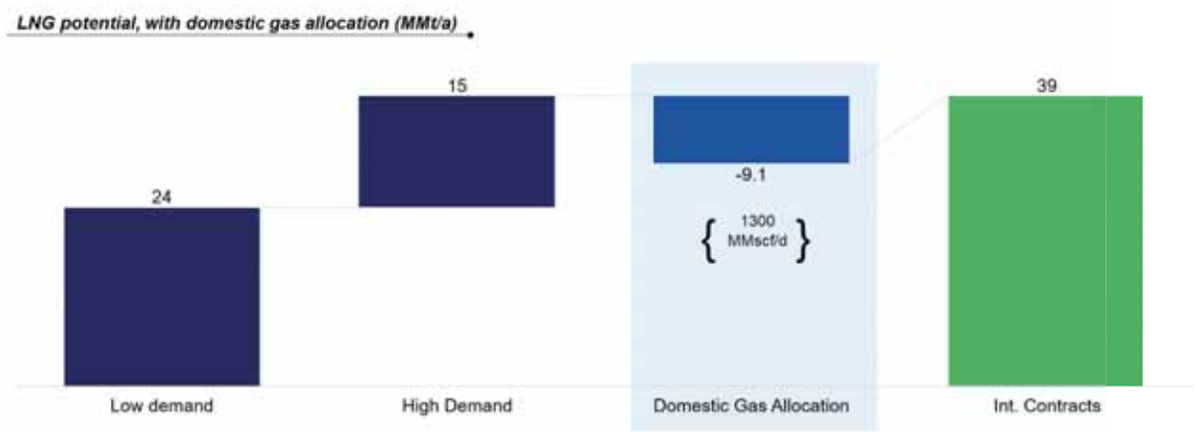


Figura 41: Potenciais terminais de GNL adicionais e distribuição de gás doméstico

Para além disso, dependendo da escala e do ritmo da transição energética, existe a possibilidade de haver gás não explorado na Bacia do Rovuma. A figura abaixo descreve as reservas potenciais de gás que ainda poderão existir em 2050, partindo do pressuposto da implantação do GNL acima descrita. No entanto, no caso de uma transição agressiva do mundo para as emissões líquidas nulas, a AIE afirmou que não se deveria avançar com mais gás, para além dos desenvolvimentos já sancionados. Neste caso, Moçambique pode ter reservas de gás ociosas de 120-130 TCF no local.

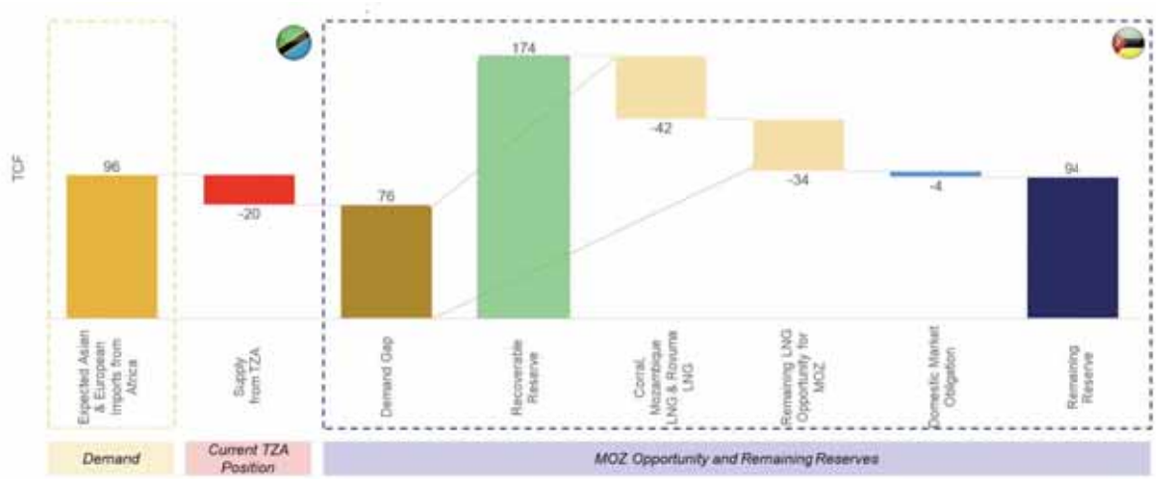


Figura 42: Potencial de gás não explorado

Tudo isto indica que Moçambique se encontra numa posição privilegiada em termos de fornecimento de gás e é fundamental que acelere os seus projectos de exportação de GNL.

8.1.1.9 Exigência

O principal objetivo da análise da procura é determinar a procura potencial que pode ser assegurada para fazer uso da atribuição de gás doméstico dos Projetos de GNL de Moçambique e do Rovuma. Isto poderia criar a infraestrutura que, por sua vez, pode ser aproveitada para fazer uso de mais oferta à medida que esta se torna disponível. Para o efeito, foram identificados os principais nós de procura que podem, no período de 2026-2030, apoiar potencialmente o desenvolvimento de infra-estruturas e de uma economia do gás.

O porto de Nacala constitui o primeiro nó de procura importante. A importância deste nó reside na sua ligação, nomeadamente por estrada, aos centros populacionais, mineiros e industriais do sul do Malawi, da província de Tete e da Zâmbia.

De forma crítica, acreditamos que Nacala pode estabelecer-se como um nó chave para a geração de GTP totalizando ~1000 MW até 2030. Esta produção poderia representar ~31 PJ/a de procura de gás. Com a procura industrial potencial em Nacala, bem como a procura no sul do Malawi e no Copperbelt da Zâmbia, poderá ser desencadeada uma potencial oferta de ~80 PJ.

Isto poderia apoiar o desenvolvimento de um gasoduto de Afungi a Nacala, com o abastecimento adicional a ser realizado através do fornecimento de gás natural comprimido por camião e comboio. Ao longo do tempo, à medida que este mercado for crescendo, poderá prever-se a criação de uma reserva.

Para permitir o desenvolvimento de uma instalação GTP com esta dimensão e, por conseguinte, de um centro de gás completo em Nacala, será fundamental que os mercados regionais de energia se abram ao fornecimento de energia do norte de Moçambique. O PIA sul-africano desempenha um papel fundamental neste contexto.

A ausência de tarifas de circulação facilmente acessíveis, coerentes e transparentes nas diferentes redes de serviços públicos de energia eléctrica constitui atualmente uma potencial limitação. Esta deficiência acrescenta tempo e complexidade desnecessários ao processo de desenvolvimento de projectos, dificultando assim o investimento em infra-estruturas de energia. Será importante que essas tarifas de transporte normalizadas e transparentes sejam estabelecidas em toda a região, bem como um código de rede eléctrica harmonizado.

O IRP da África do Sul prevê atualmente o gás apenas para fins de pico de consumo, devido à falta de disponibilidade de gás. No entanto, se o plano energético na África do Sul for aberto a opções de abastecimento regionais, poderão ser desbloqueados recursos de gás maiores e mais económicos. A figura abaixo descreve as vantagens de custo que a GTP proveniente de Nacala teria em relação ao GNL importado na África do Sul.

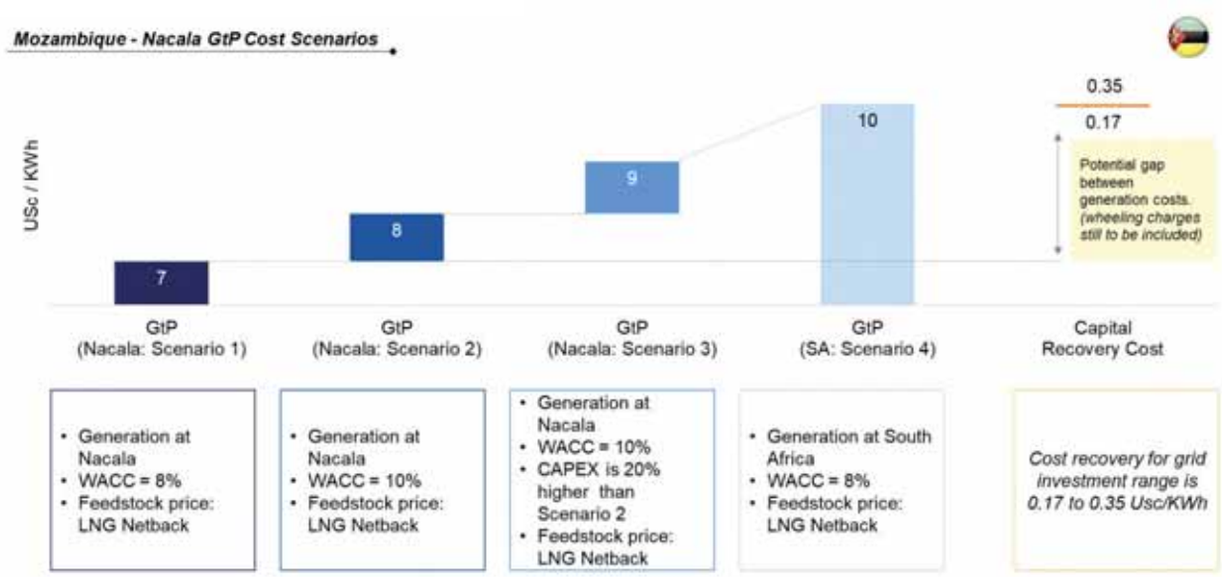


Figura 43: Moçambique - Cenários da GTP de Nacala

Para libertar este GTP, será necessário um investimento de ~US$128 milhões para reforçar a rede eléctrica de distribuição de electricidade de Nacala a Namialo.

Dado ao grande volume de gás disponível na Bacia do Rovuma, existe a possibilidade de desenvolver instalações de GTL, de fertilizantes ou de metanol. No entanto, todas estas tecnologias exigiriam preços do gás no solo inferiores a 3 dólares/GJ e incentivos fiscais significativos.

Portanto, se o Governo de Moçambique considerar que estas são prioridades estratégicas, terá de afetar recursos significativos para as viabilizar. Se os projectos propostos forem executados com êxito, Moçambique deverá poder explorar uma grande parte, se não a totalidade, da sua dotação inicial de gás nacional.

Existem outras opções para Moçambique para alavancar a exportação para o sul de Moçambique e África do Sul, bem como para a Tanzânia, para usar os restantes volumes de gás. Além disso, a infraestrutura pode ser aproveitada para explorar outras atribuições de gás doméstico, a fim de satisfazer a totalidade das necessidades de GTP de nível médio da África do Sul até 2040.

A longo prazo, Moçambique deve monitorar e investigar a possibilidade de produzir hidrogénio de emissão zero através da Captura e Armazenamento do Carbono (CCS) como forma de rentabilizar os recursos de gás muito substanciais que provavelmente permanecerão no local até 2050.

8.1.1.10 Decisões-chave e plano de infra-estruturas

Para a execução do roteiro do gás neste corredor, é fundamental o desenvolvimento de 1 GW de GTP em Nacala. Deste modo, Nacala poderá desenvolver-se como uma plataforma de gás fundamental, capaz de apoiar o desenvolvimento do gás nacional e a exportação de gás para o Malawi e a Zâmbia.

A capacidade da produção de energia eléctrica de Moçambique para aceder aos mercados regionais, particularmente a África do Sul, é fundamental para o desenvolvimento deste GTP. Portanto, será importante que a África do Sul reformule o seu PIR tendo em conta o abastecimento regional de gás e abra o seu programa de aquisições a esse fornecimento.

8.1.1.11 Recomendações

O passo mais importante é assegurar que a vantagem significativa em termos de custos da produção de energia a partir do gás no norte de Moçambique seja explorada para fornecer energia numa base média à região, particularmente à África do Sul.

Para o efeito, são necessárias as seguintes decisões e investimentos fundamentais:

1. Os projectos de GNL em terra da Área 1 e da Área 4 devem ser acelerados de modo a que o gás natural esteja disponível em terra atempadamente. Para tal, serão necessárias intervenções políticas e de segurança.
2. Os países da região devem rever os seus planos para o sector energético, a fim de ter em conta a possibilidade de fornecimento regional de GTP a preços inferiores ao custo do GNL importado.
3. Devem ser estabelecidas tarifas de circulação normalizadas e transparentes em todas as empresas de electricidade da região, a fim de facilitar o investimento em projectos de energia.
4. Os países precisam de finalizar decisões políticas que abram caminho a uma maior importação de energia regional.
5. O plano e a conclusão das avaliações ambientais necessárias e o financiamento das infra-estrutura críticas da rede eléctrica com vista a reforçar a rede eléctrica de Nacala para a rede SAPP têm de ser finalizados.
6. É necessário finalizar o plano e o financiamento de um gasoduto de Afungi a Nacala.

Ver necessidades relativas ao desenvolvimento de infra-estruturas no anexo.

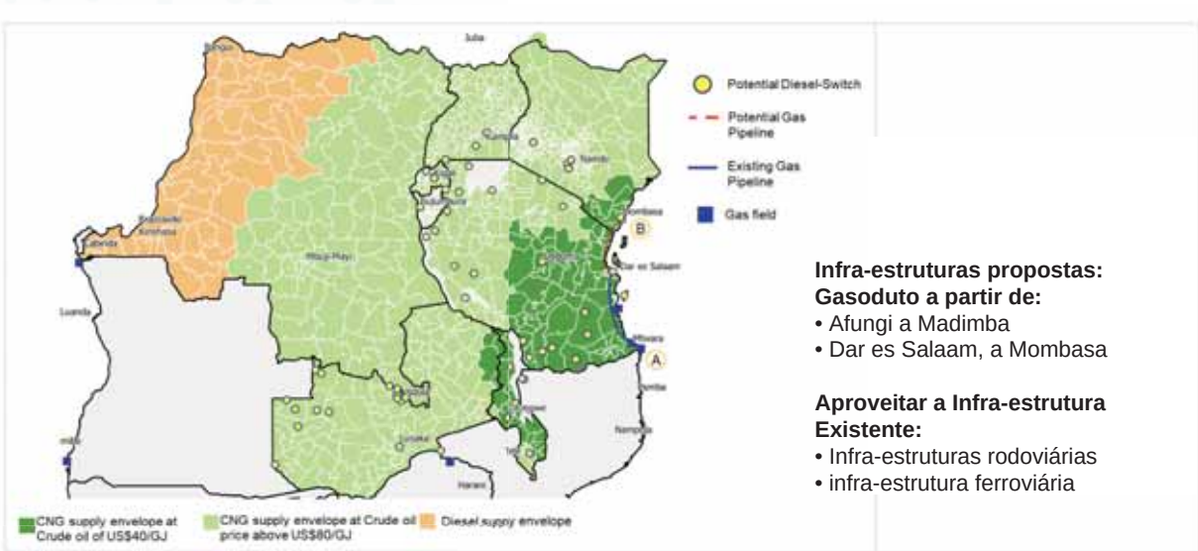
8.1.3. Corredor Afungi-Dar-es-Salaam-Mombasa

8.1.1.12 Plano de Infra-estruturas e Factores Facilitadores

O Corredor Afungi-Dar es Salaam-Mombasa é sustentado por dois investimentos fundamentais que estão a ser desenvolvidos. O primeiro consiste em agilizar o desenvolvimento do GNL ao largo da costa nos Blocos 1,2 e 4 e em assegurar que seja estabelecido e acordado um quadro adequado para o fornecimento de gás doméstico. A segunda é a construção de um gasoduto que ligará os campos de gás em Moçambique ao gasoduto de Mtwara.

Uma vez feitos estes investimentos, o fornecimento seguro de gás permitirá o desenvolvimento contínuo de outras GTP, bem como o fornecimento alargado de gás através de grande parte da África Oriental, do Malawi e da Zâmbia através de GNL e GNC em pequena escala, o que proporcionará a base para o desenvolvimento de mercados de gás nestes países até que os gasodutos possam ser economicamente desenvolvidos.

Tabela 10: Descrição do corridor: Afungi-Dar es Salaam-Mombasa, Malawi, Zâmbia e Uganda



Etapa 1: Assegurar o abastecimento da procura atual	Capacitação e Necessidades	Etapa 2: Alimentação eléctrica e uso industrial	Desafios/Riscos
A procura atual na Tanzânia está entre 52 e 60 GJ/a, em grande parte impulsionada pela energia A oferta terrestre está em risco de diminuir até 2030 Assegurar que os projectos de GNL sejam acelerados e garantir um abastecimento interno favorável Fornecimento seguro de gás a partir de Moçambique Fornecimento de carga de base ao Quénia através da GTP	Infra-estruturas sólidas Investir no gasoduto de Afungi a Madimba Reforço da infra-estrutura de rede eléctrica para permitir o crescimento contínuo da GTP Estudo sobre o gasoduto Dar es Salaam-Mombasa Assegurar que a infraestrutura seja de uso duplo para gás/hidrogénio Infra-estruturas Imateriais Assegurar que as obrigações de abastecimento interno da Tanzânia GNL sejam favoráveis Acordo bilateral entre a Tanzânia e Moçambique para o fornecimento de gás	Curto/médio prazo Necessidades adicionais no sector energético ~76 PJ até 2030 Crescimento na procura industrial de ~14 PJ Potencial procura no Quénia Deslocação do gasóleo ~16 PJ Nova energia ~14 PJ Procura industrial de ~30 PJ Longo prazo Explorar o fornecimento a longo prazo de hidrogénio azul proveniente de grandes reservas no Rovuma	Entrega atempada do GNL da Tanzânia e incapacidade de assegurar o abastecimento interno a partir de recursos offshore Faltou um acordo formal entre a Tanzânia e Moçambique sobre o fornecimento de gás Falta de disponibilidade por parte dos consumidores para se comprometerem com a procura de gás devido à incerteza do fornecimento

Tabela 11: Investimento em infra-estrutura - Corredor Afungi-Dar-es-Salaam-Mombasa

País	Tipo de Projecto	Designação do Projecto / Definição	Ano	Necessidade	CAPEX (US$m)
Tanzânia	Projecto de Electricidade	Barramento de 400 kV com 3 postos de alimentação em Masasi	2030		6
Tanzânia	Projecto de Electricidade	Barramento de 400 kV com 3 postos de alimentação em Masasi	2030		6
Tanzânia	Projecto de Electricidade	Estação de transmissão de 400/220 kV com transformadores de 1x500 MVA	2030		2
Tanzânia	Projecto de Electricidade	1x400 kV linha Lindi-Masaisi (141 km)	2030		0
Tanzânia	Projecto de Electricidade	1x400 kV linha de Masasi-Tunduru (194 km)	2030		0
Tanzânia	Projecto de Electricidade	1x400 kV Linha Tunduru-Songea (230 km)	2030		0
Tanzânia	Gasoduto	Afungi a Madimba	2027		93
Quénia	Gasoduto	Dar es Salaam, a Mombasa	2027		619

Necessidade Key	
	Sim
	Não
	Parcial

8.1.1.13 Exigência

Tanzânia tem uma indústria de fornecimento de gás existente, com um consumo que varia entre ~180 e ~200 MMscf/d[33](69 GJ/a e ~77 GJ/a) e uma previsão de crescimento substancial .

O Plano Diretor do Sistema Elétrico da Tanzânia requer 5713 MW de nova capacidade líquida de GTP até 2044[34], acrescentando mais ~431 MMscf/d (~173 GJ/a) à procura de gás até 2040. Estas previsões de procura baseiam-se, no entanto, com base em hipóteses de crescimento agressivas.

Tanzânia também enfrenta potenciais restrições no fornecimento de gás a partir das suas actuais reservas em terra. Consequentemente, centrámos a análise na compreensão do que é necessário para continuar a satisfazer a procura atual da Tanzânia e o crescimento potencial da procura industrial e de GTP até 2030. A figura abaixo mostra o perfil de distribuição do gás doméstico na Tanzânia.

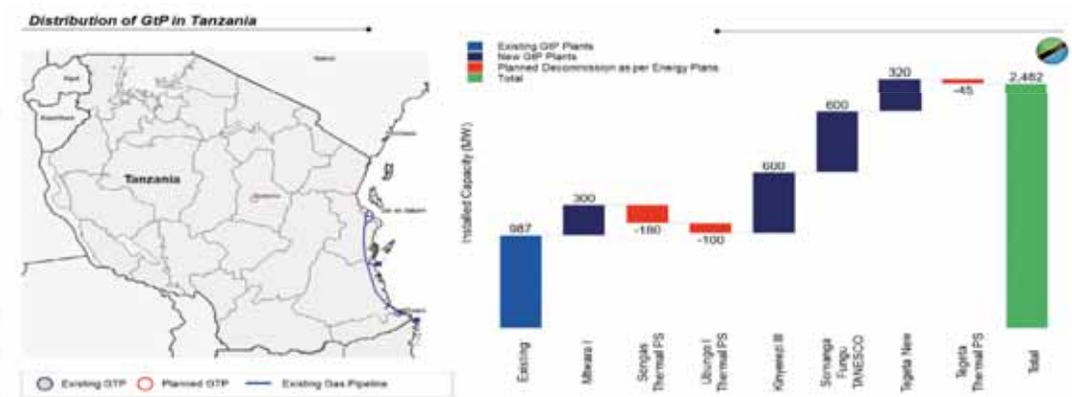


Figura 44: Perfil da distribuição de gás doméstico na Tanzânia

[33] Ministério da Energia e dos Minerais da Tanzânia
[34] Plano Diretor de Desenvolvimento de Energia da Tanzânia, 2021

Além disso, existe potencial para aumentar a procura de gás por parte da indústria e também oportunidades de exportação de gás para o Quénia, a RDC, o Uganda e o Malawi, o que poderia apoiar uma procura adicional entre 40 e 90 PJ/a. A Tanzânia assinou recentemente um Memorando de Entendimento (MOU) com o Uganda para o fornecimento de gás, através do gasoduto da África Oriental, e está a finalizar MOU com o Malawi e a Zâmbia para o fornecimento de gás.

8.1.1.14 Oferta

8.1.1.14.1 Reservas de gás

O Plano Diretor de Uso do Gás Natural na Tanzânia (TGUMP) apresenta recursos totais de gás no local de ~57,5 TCF com 10,41 TCF em terra e mais 47,13 TCF no mar [35]. No entanto, com base numa análise das informações divulgadas pelas empresas, estimamos que as reservas totais se situam na ordem dos ~40-44 TCF. O pormenor é apresentado na figura seguinte:

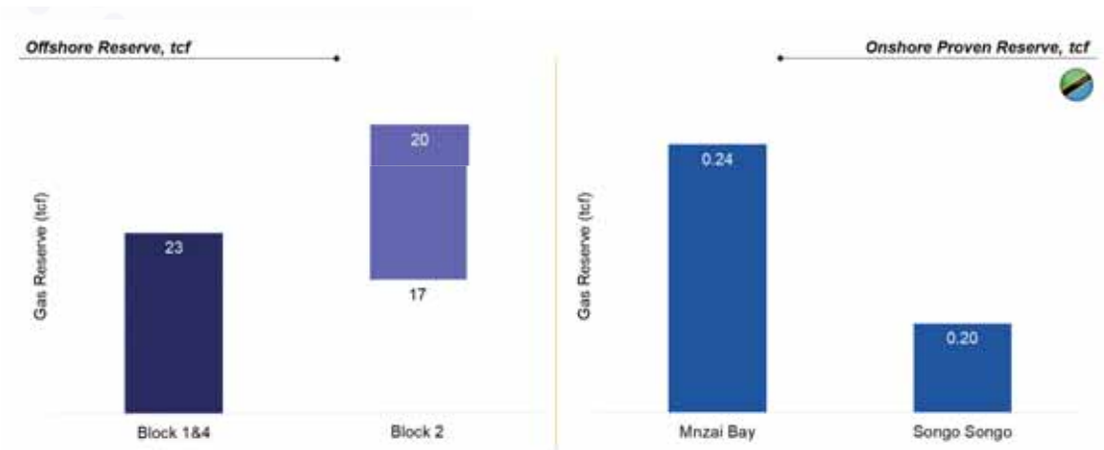


Figura 45: Reservas de gás da Tanzânia, TCF

Os recursos ao largo da costa estão todos situados em águas profundas a profundidades de 2,5 km e ~100 km ao largo da costa. Ao assumir uma capacidade de recuperação de 60-70%, isto implicaria recursos de gás recuperáveis de ~30 TCF no mar.

Para além de Songo Songo e da Baía de Mnazi, os recursos mais importantes encontram-se na Bacia de Ruvu, com uma descoberta de 2,17 TCF de possíveis recursos de gás feita em 2016[36]. Estes recursos estão ainda a ser avaliados com dados sísmicos 3D recentemente adquiridos [37].

8.1.1.14.2 Fornecimento atual e fornecimento futuro potencial

Em conjunto, os campos de gás em terra fornecem ao país 180-200 MMscf/d [38] [39]de gás. Um risco fundamental identificado no Plano Diretor de Exploração de Gás da Tanzânia (TGUMP) e também na análise feita para este relatório é que esses campos correm o risco de se esgotar entre 2028 e 2033.

Na ausência de novos êxitos de exploração em terra ou de um aumento da oferta, a Tanzânia necessitará de abastecimento interno a partir das reservas ao largo da costa. Portanto, é fundamental que o desenvolvimento destes domínios seja acelerado. No entanto, dada a profundidade e a distância destas reservas da costa, apenas o GNL de exportação pode constituir um meio comercialmente viável para desenvolver estes campos. Com base numa análise das reservas renováveis nos blocos ao largo da costa, avaliámos que a Tanzânia poderia suportar a produção de 15-20 mmtpa de GNL durante um período de 30 anos, com os recentes anúncios relativos à TGNL a apontarem para um desenvolvimento de 15 mmtpa [40].

Para o efeito, seria necessário atribuir ~25 TCF à produção de GNL, enquanto o TGUMP prevê uma procura de ~11,1 TCF de GNL. As indicações actuais são segundo as quais a atribuição de gás doméstico proveniente dos projectos TGNL seria de 200 MMscf/d [41].

[35] República Unida da Tanzânia, 2016. Plano Diretor de Exploração do Gás Natural (2016-2045)
[36] Grupo Dodsal, 2016
[37] República Unida da Tanzânia Ministério da Energia e Minerais
[38] Recursos do Wentworth, 2021
[39] Orca, 2021
[40] Relatório Macroeconómico do Standard Bank Tanzânia GN
[41] Relatório Macroeconómico do Standard Bank Tanzânia GNLL

Potencial diminuição da disponibilidade de gás em terra

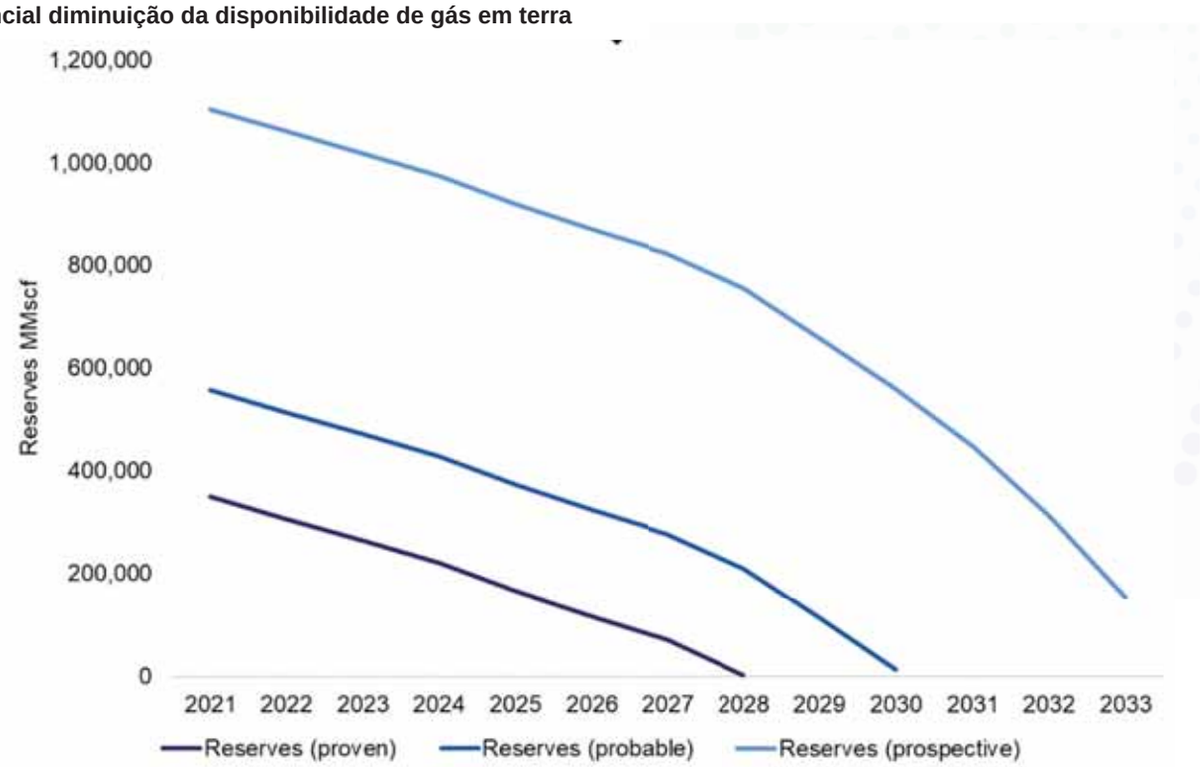


Figura 46: Recursos de gás disponíveis no mar para satisfazer a procura interna de gás na Tanzânia

Tal como se mostra na análise que se segue, a disponibilidade provável de gás proveniente da produção ao largo da costa será substancialmente inferior às necessidades previstas nos planos directores do sistema elétrico e do uso do gás, além de garantir um abastecimento suficiente para satisfazer a procura de exportação por gasoduto prevista.

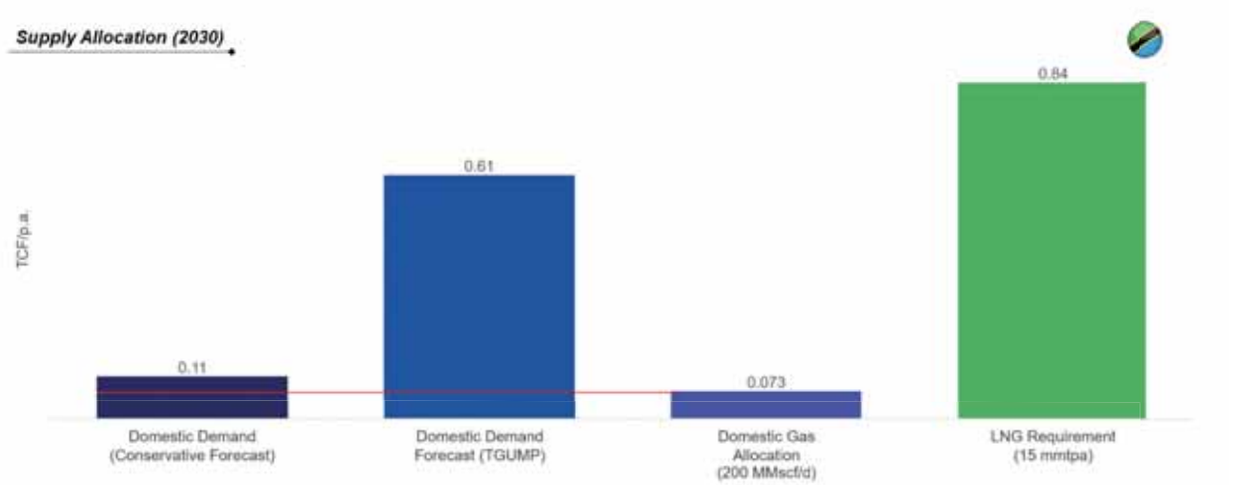


Figura 47: Tanzânia - Necessidades e atribuição de gás doméstico, previsão da procura e necessidades de GNL, 2030, TCF/a

Portanto, será prudente para a Tanzânia considerar a opção de importar gás do norte de Moçambique. Isto pode compensar os riscos de abastecimento e permitir à Tanzânia desenvolver mercados de exportação para o Quénia e outros países da África Oriental e Austral. Este investimento pode ser justificado mesmo com base numa estimativa conservadora da procura na Tanzânia, baseada apenas numa perspetiva conservadora da produção de energia.

É importante notar que isso pode facilitar o desenvolvimento de um sistema totalmente integrado de oferta e procura de gás, abrangendo uma série de fontes de fornecimento de gás, com mais de 150 TCF de reserva recuperável, com múltiplos compradores .

8.1.1.15 Decisões-chave e plano de infra-estruturas

A decisão e a intervenção mais crítica neste corredor é que a Tanzânia garanta o seu abastecimento de recursos de gás, de modo a poder manter o seu ambicioso crescimento no fornecimento de energia eléctrica. Para o efeito, consideramos que devem ser tomadas quatro medidas fundamentais, tal como ilustrado nas recomendações que se seguem.

1. Projectos adicionais

Neste corredor, estão em curso os seguintes projectos, de menor escala, que devem ser prosseguidos no âmbito do presente plano diretor:

- Leilão e desenvolvimento potencial dos projectos Makelele, Lwandjofu e Idwi no Lago Kivu, na RDC. Os concursos para estes projectos foram recentemente encerrados. The estimated resource is believed to be ~2,3 TCF[42]Acredita-se que o recurso estimado seja de ~2,3 TCF, sendo a rentabilização prevista através da produção de energia eléctrica. A ligação prevista entre o Fundo (Repositório) de Energia Eléctrica da África Oriental (EAPP) e o SAPP pode funcionar como um importante facilitador deste projecto.

8.1.1.16 Recomendações

Para facilitar o pleno desenvolvimento do potencial de gás no Corredor Afungi-Dar es Salaam-Mombasa, é necessário tomar as seguintes acções e decisões fundamentais:

1. A exploração contínua dos recursos de gás natural em terra deve ser acelerada para reduzir o risco de escassez de abastecimento e garantir um abastecimento de gás a baixo custo .
2. Assegurar que o desenvolvimento dos campos de gás ao largo da costa e do GNL da Tanzânia chegue a uma decisão final de investimento (FID) até 2023 e atinja a produção até 2027.
3. Iniciar um estudo de viabilidade conjunto, entre os governos da Tanzânia e de Moçambique, para desenvolver um gasoduto de Afungi a Madimba, de modo a que possa ser assumido um compromisso firme relativamente à compra de gás até 2024, caso seja necessário um abastecimento adicional de Moçambique.
4. Uma vez obtida a certeza quanto ao abastecimento interno de gás a partir de campos ao largo da costa e ao abastecimento de gás a partir de Moçambique através do gasoduto Afungi-Madimba, pode dar-se início à avaliação do abastecimento do Quénia através de gasodutos.
5. Investir cerca de 14 milhões de dólares para reforçar a rede eléctrica de modo a acomodar a produção adicional de gás.

Ver necessidades relativas ao desenvolvimento de infra-estruturas no anexo.

8.1.4. Corredor Angola/RDC

8.1.1.17 Plano de Infra-estruturas e Factores Facilitadores

O principal desenvolvimento de infra-estruturas que terá de ocorrer será o desenvolvimento da Bacia do Kwanza, bem como um desenvolvimento GTP associado para ancorar o gás que está a ser trazido para terra. Uma vez atingido este objetivo, abrem-se várias outras possibilidades de exploração industrial do gás. Por exemplo, Angola possui jazidas significativas de minério de ferro e, dependendo de um preço do gás suficientemente competitivo e de incentivos, pode também existir potencial para a produção de fertilizantes. Angola precisa de aproveitar a procura de energia por parte de grandes centros de consumo, como a África do Sul e a zona de cobre da Zâmbia, para carregar a infra-estrutura necessárias ao desenvolvimento do mercado interno do gás.

Os sectores de gás do Lago Kivu, que incluem os sectores Makelele, Idjwi e Lwandjofu, estão igualmente ligados aos seguintes corredores de desenvolvimento:

- Corredor de Mwambeni estabelece ligações com o Uganda e a Tanzânia. A coordenação deste corredor está sediada em Butembo:
- O Corredor de Mombaça tem ligações com o Quénia, o Uganda e o Sudão do Sul. A coordenação deste corredor está sediada em Kisangani;
- O Corredor Norte tem ligações com o Ruanda, o Burundi e o Quénia. A coordenação deste corredor está sediada em Goma;
- O eixo oriental do Corredor Central 1 (Kalemie-Moba-Kalemie-Uvira) tem ligações com a Tanzânia, o Uganda, o Burundi e o Ruanda. A coordenação deste corredor está sediada em Kalemie;
- O Corredor Central 2 tem ligações com a Tanzânia, o Uganda, o Burundi e o Ruanda. A coordenação deste corredor está sediada em Bukavu;
- O Corredor Central 3 (eixo Kalemie-Kabalo-Kindu e Kabalo-Kamina) estabelece ligação com a Tanzânia, o Uganda, o Burundi e o Ruanda. A coordenação deste corredor está sediada em Kabalo;

[42] Ministere des Hydrocarbures du Congo,Documento da ronda de licitações 2022.

Os sectores do gás da bacia costeira do Kongo Central, incluindo o sector Yema II, o sector Nganzi e o sector Matamba-Makanzi da costa de Muanda, estão ligados ao seguinte corredor de desenvolvimento:

- Corredor do Baixo Congo, que liga a República do Congo Brazzaville e a República de Angola. A coordenação deste corredor está sediada em Boma

Existe também um Corredor da Baía de Walvis que liga à Namíbia e à Zâmbia; um Corredor do Lobito que liga a Angola e à Zâmbia e um Corredor de Malanje que liga a Angola e à Zâmbia.

Tabela 12: Resumo do Corredor - Angola/DRC

Infra-estruturas propostas:

- Entrada em funcionamento da GTP no Soyo de 720 MW adicionais
- Entrada em funcionamento da GTP no Lobito de 1200 MW
- Investimentos em infra-estruturas eléctricas

Etapa 1: Ancorar o fornecimento de gás doméstico através da GTP para a África do Sul	Capacitação e Necessidades	Etapa 2: Alimentação eléctrica e uso industrial	Desafios/Riscos
Prosseguir com a GTP de 720 MW no Soyo para assegurar o restante fornecimento interno Gasoduto-âncora - Soyo para Luanda via GTP (assumindo que 720 MW no Soyo não se concretizam)) Desenvolver uma GTP de 1200 MW no Lobito para assegurar o fornecimento da bacia do Kwanza	Infra-estruturas sólidas Finalizar a GTP de 720 MW no Soyo Desenvolver o gasoduto para Luanda apoiado pela conversão da produção de energia a gasóleo Aproveitar a procura latente de gás na cintura do cobre para explorar a infra-estrutura de gás Desenvolver 1200 MW GTP no Lobito Reforçar a rede eléctrica e integrá-la na rede SAPP através do projecto integrador Angola Namíbia (ANNA) Infra-estruturas Imateriais Alteração da política para permitir a participação de projectos regionais nos programas IPP da África do Sul Assegurar que o Plano Energético Integrado seja instituído e que seja dada ênfase à segurança e fiabilidade energética regional	Oportunidades para a produção de amoníaco e de fertilizantes* Oferta industrial nos sectores do aço e do cimento * A viabilidade económica depende do custo da produção e do desembarque do gás	Dependência do desenvolvimento da bacia do Kwanza para o fornecimento de gás A África do Sul deve reformular o seu PIR de modo a incluir o fornecimento de gás regional e abrir o seu programa de aquisições a esse fornecimento

Tabela 13: Investimento em infra-estruturas - Corredor de Angola

País	Tipo de Projecto	Designação do Projecto / Definição	Ano	Necessidade	CAPEX (US$m)
Angola	Projecto de Electricidade	3x Subestação do Lobito de 500 MVA 400/15 kV	2030		102
Angola	Projecto de Electricidade	2x400 kV Linhas Lobito-PS BioPio (5 km)	2030		3
Angola	Projecto de Electricidade	2x400 kV linhas Lobito-Lubango (260 km)	2030		140
Angola	Projecto de Electricidade	2x400 kV linhas Lubango-Cahama (190 km)	2030		102
Angola	Projecto de Electricidade	6x400 kV linha de espera	2030		16
Angola	GTP	Soyo II	2022		840

Necessidade Key	
	Sim
	Não
	Parcial

8.1.1.18 Oferta

8.1.1.18.1 Bacia do Congo

O único fornecimento interno de gás atualmente em Angola é o gás associado produzido a partir de campos petrolíferos na bacia do Congo. Este gás é recolhido e canalizado para as instalações da Angola GNL na cidade do Soyo, na foz do rio Congo. Um compromisso de fornecimento de 1,3 bcm de gás ao mercado local angolano constitui atualmente a base para o fornecimento de gás doméstico.

8.1.1.18.2 Bacia do Kwanza

A Bacia do Kwanza situa-se a sul de Luanda até ao Lobito. Nos últimos anos, foram feitas algumas descobertas significativas nesta bacia. No entanto, após a crise da Cobalt International Energy e a retirada da British Petroleum (BP), a exploração foi interrompida.

Em 2019, a atividade na Bacia do Kwanza foi retomada com a adjudicação do Lote 21 à TotalEnergies, que posteriormente iniciou a avaliação do lote. Prevê-se que estes projectos possam atingir a produção no final da década de 2020, início da década de 2030. Estima-se que os custos de produção possam variar na região entre US$3 e US$6 por MMbtu.

8.1.1.19 Exigência

O plano de energia eléctrica de Angola prevê um crescimento substancial da produção de energia eléctrica para satisfazer as necessidades de uma economia em crescimento e o desejo de melhorar os níveis de acesso à energia. Este objetivo centra-se em grande medida no aumento da produção de energia hidroelétrica, gás e energias renováveis. O plano prevê um total de 1500 MW de GTP no Soyo, dos quais 750 MW já foram postos em funcionamento e outros 720 MW de GTP estão ainda previstos para um determinado momento.

Prevê-se a entrada em funcionamento de uma GTP adicional de 1200 MW no Lobito ou no Namibe. Esta instalação terá de depender do desenvolvimento bem sucedido da bacia do Kwanza para o fornecimento de gás. O desenvolvimento bem sucedido desta fonte de energia colocará Angola numa posição privilegiada para fornecer energia ao mercado sul-africano numa base média. No entanto, será necessário um investimento de ~US$360 milhões no reforço da rede eléctrica para colocar esta energia no mercado.

Este facto é descrito no gráfico seguinte:

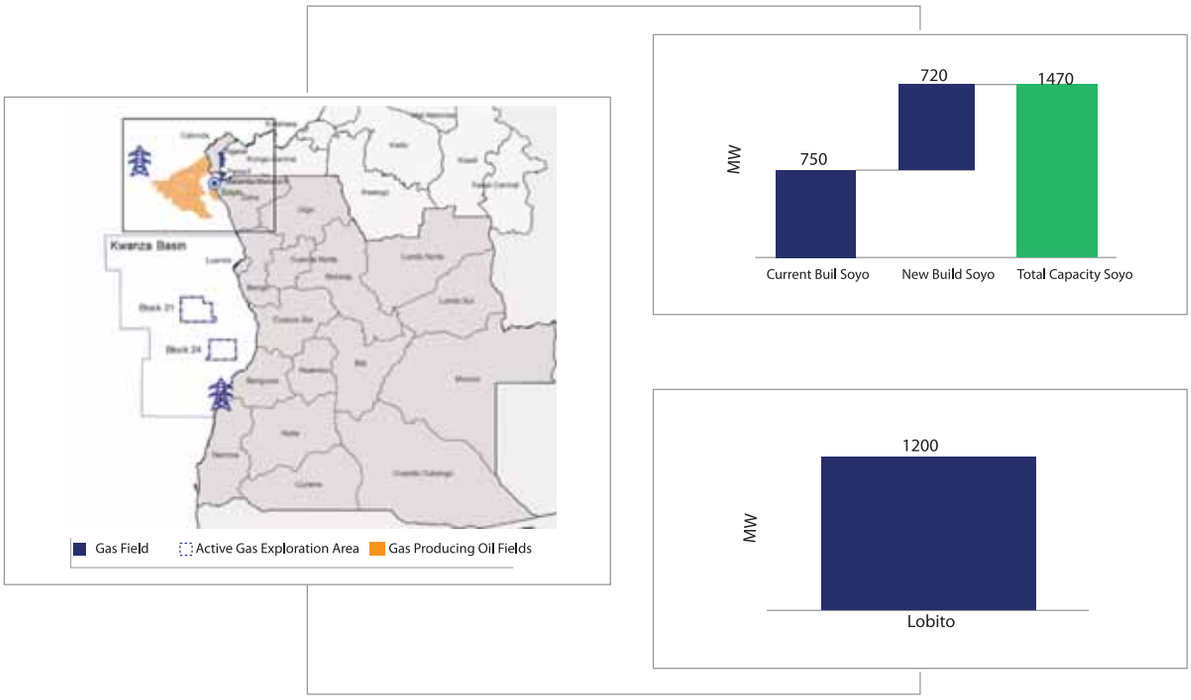


Figura 48: Angola - Planos GTP, MW

Se o gás da Bacia do Kwanza for colocado no mercado, existe uma oportunidade para converter 148 MW de capacidade de produção a diesel atualmente instalada para gás em Luanda, com mais ~2300 MW de produção a diesel espalhados pelo país. Além disso, existe um potencial para o desenvolvimento subsequente da procura industrial, uma vez que os projectos iniciais de energia tenham ancorado o desenvolvimento do gás doméstico.

8.1.1.20 Decisões-chave e plano de infra-estruturas

O foco crítico neste corredor é a avaliação contínua e, espera-se, o eventual desenvolvimento de recursos de gás na Bacia do Kwanza. Este facto facilitaria o desenvolvimento da GTP no sul de Angola e, potencialmente, outras oportunidades para o uso do gás.

2. Projectos adicionais

Neste corredor, seria igualmente necessário ter em conta os seguintes desenvolvimentos potenciais no domínio do gás.

- Neste corredor, seria igualmente necessário ter em conta os seguintes desenvolvimentos potenciais no domínio do gás Pensa-se que estes projectos contêm recursos potenciais de ~4 mil milhões de BOE de petróleo e gás.

8.1.1.21 Recomendações

Existem três fases fundamentais que precisam de ser tomadas para desenvolver a economia do gás neste corredor:

1. A construção da turbina a gás de ciclo combinado (CCGT) Soyo II, de 720 MW, deverá prosseguir, juntamente com o reforço das infra-estrutura da rede eléctrica através da construção de uma linha de 400 kV para evacuar a energia para o sul de Angola.
2. A exploração na bacia do Kwanza deve continuar a evidenciar a base de recursos que pode potencialmente apoiar o fornecimento de gás a uma instalação GTP de 1500 MW.
3. A África do Sul deve rever o seu PIR de modo a ter em conta a possibilidade de recursos de gás a preços económicos na região e prever a possibilidade de projectos na região mais alargada concorrerem a um concurso de IPP de gás.

Ver necessidades relativas ao desenvolvimento de infra-estruturas no anexo.

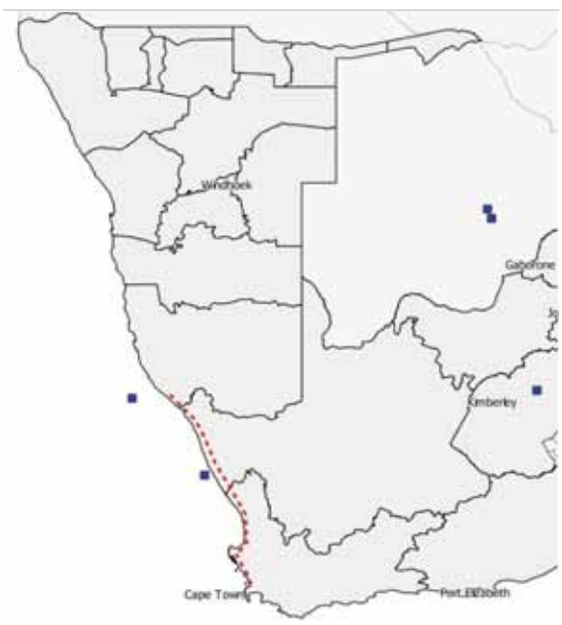
8.1.5. Corredor Walvis Bay - Cidade do Cabo

8.1.1.22 Plano de Infra-estruturas e Factores Facilitadores

O primeiro investimento fundamental necessário para permitir o fornecimento de gás neste corredor é o desenvolvimento de uma instalação GTP de 450 MW a 1250 MW na Elizabeth Bay. Isto permitirá o desenvolvimento dos grandes campos de gás e de gás associado no sul da Namíbia. O segundo investimento será o desenvolvimento do terminal de importação de GNL de Coega (FSRU) no porto de Ngqura, que foi identificado como uma prioridade da DMRE da África do Sul. Incluirá uma GTP com uma capacidade de 1000 MW. O outro investimento consiste no desenvolvimento dos campos de gás recém-descobertos na bacia de Outeniqua, recorrendo à instalação de GTL na Baía de Mossel, que foi desactivada, como âncora.

Uma vez concretizados estes projectos âncora, podem ser criadas várias oportunidades acessórias através do desenvolvimento de um gasoduto para levar gás à Cidade do Cabo, a fim de satisfazer a procura de gás num mercado atualmente servido em grande parte por gasóleo e GPL.

Tabela 14: Descrição do corredor: Baía de Walvis Corridor - Cape Town



Infra-estruturas propostas:
- Comissão GTP na Elizabeth Bay
- Investimentos em infra-estruturas eléctricas
- Gasoduto de Oranjemund à Baía de Saldanha e à Cidade do Cabo

Etapa 1: Alavancar o GTP e o GTL como âncoras	Capacitação e Necessidades	Etapa 2: Mercados fornecedores em Gauteng e na Cidade do Cabo	Desafios/Riscos
Bacia de Orange GTP na Elizabeth Bay entre 420 MW e 1250 MW Fornecimento de 250 MW à Namíbia Fornecimento de 170-1000 MW à África do Sul Bacia de Outeniqua Reativação do GTL na Baía de Mossel Conversão do reator diesel de Gourikwa Coega FSRU e GTP de 1000 MW	Infra-estruturas sólidas Reforço da infraestrutura da rede eléctrica no Cabo Setentrional e no Sul da Namíbia Gasodutos: • Cidade do Cabo • Oranjemund - Gauteng Infra-estruturas Imateriais Alteração da política para permitir a participação de projectos regionais nos programas IPP da África do Sul Acordo bilateral/alinhamento entre a Namíbia e a África do Sul sobre o fornecimento de gás/energia eléctrica	Curto/médio prazo Converter os picos diesel de Ankerlig, Gourikwa e Dedisa em gás (2400 MW) Procura industrial, doméstica e comercial de ~60 PJ centrada principalmente na Cidade do Cabo, na Baía de Saldanha e em Gqeberha Manter o fornecimento aos consumidores industriais em Gauteng (209 PJ) Maior crescimento da procura nas regiões orientais da África do Sul - 25-57 PJ Longo prazo Aproveitar a rede de gasodutos para o fornecimento de hidrogénio verde à Cidade do Cabo e a Gauteng	A África do Sul deve reformular o seu PIR de modo a incluir o abastecimento regional de gás e a recorrer mais às energias renováveis e ao gás para a carga de base. Re-comissionamento da PetroSA GTL Disponibilidade de FSRUs antes de 2026

Tabela 15: Investimento em infra-estruturas - Corredor da Baía de Walvis-Cidade do Cabo

País	Tipo de Projecto	Designação do Projecto / Definição	Ano	Necessidade	CAPEX (US$m)
Namíbia	Projecto de Electricidade	Central de produção 400/11 kV com 3 transformadores de 500 MVA	2023		71
Namíbia	Projecto de Electricidade	Kudu PS - Obib 1 x 400 kV line (115 km)	2023		41
Namíbia	Projecto de Electricidade	Linha Kudu PS - Oranjemun 2 x 400 kV (15 km)	2023		13.6
Namíbia	GTP	Central eléctrica a gás de Kudu	2025		490
Namíbia	GTP	Elizabeth Bay Mid-merit Plant	2025		1458.8
África do Sul	Projecto de Electricidade	Oranjemund 400/220 kV Estaleiro da subestação	2023		39.5
África do Sul	Projecto de Electricidade	Linha Gromis - Oranjemund 2 x 400 kV (130 km)	2023		42
África do Sul	Gasoduto	Oranjemund a Baía de Saldanha	2025		1328
África do Sul	Gasoduto	Baía de Saldanha para Ankerlig	2025		137
África do Sul	Gasoduto	Ankerlig a Cape Town	202		60
África do Sul	FSRU	Coega LNG	2026		466
África do Sul	GTP	Coega GTP	2026		1500

Necessidade Key	
	Sim
	Não
	Parcial

Se estes planos forem concretizados com êxito, resultarão num aumento de cerca de 1,9 milhões de toneladas nas emissões de gases com efeito de estufa em relação a uma situação de base normal (BAU). Este aumento das emissões líquidas resulta em grande parte da GTP adicional de 1 450 MW na Elizabeth Bay. O aumento das emissões é parcialmente compensado pela redução das emissões líquidas devido a uma redução do consumo de GPL e HFO a favor do gás natural em várias aplicações de aquecimento.

Note-se que este cálculo não tem em conta as sinergias positivas da rede eléctrica entre o gás e as energias renováveis que abrirão espaço na rede eléctrica para as energias renováveis no Cabo Setentrional. Esta medida terá um impacto positivo no perfil global de emissões da África do Sul, acelerando a implantação das energias renováveis.

8.1.1.23 Oferta

8.1.1.23.1 Bacia de Orange

Na bacia de Orange, a fonte mais importante de abastecimento potencial é o jazigos de gás de Kudu, com reservas comprovadas de gás de 1,3 TCF. Adicionalmente, as reservas prováveis e possíveis poderão elevar a base total de recursos disponíveis para 9 TCF. Houve também descobertas recentes na bacia (Graff-1 e Venus) que prometem produzir volumes significativos de gás associado. Mais abaixo na costa oeste da África do Sul, o jazigo de gás Ibubhesi tem recursos aprovados de 0,5 TCF.

8.1.1.23.2 Bacia de Outeniqua

Na Bacia de Outeniqua, as recentes descobertas efectuadas pela TotalEnergies no Bloco 11B/12B constituem outra fonte promissora de abastecimento do Corredor. As descobertas efectuadas em ambas as bacias dentro deste corredor apontam para o potencial de mais descobertas, particularmente a sul da fronteira com a Namíbia, na parte sul-africana da Bacia do Orange.

8.1.1.24 Exigência

Considerámos que o Corredor é constituído por dois sistemas distintos, mas interligados, de oferta/procura de gás. Na bacia de Orange, a análise da procura foi efectuada para determinar as opções viáveis de procura de gás que poderiam servir de base ao desenvolvimento na base de recursos comprovados de Kudu. Este poderia então ser expandido à medida que os outros recursos de gás na base fossem comprovados.

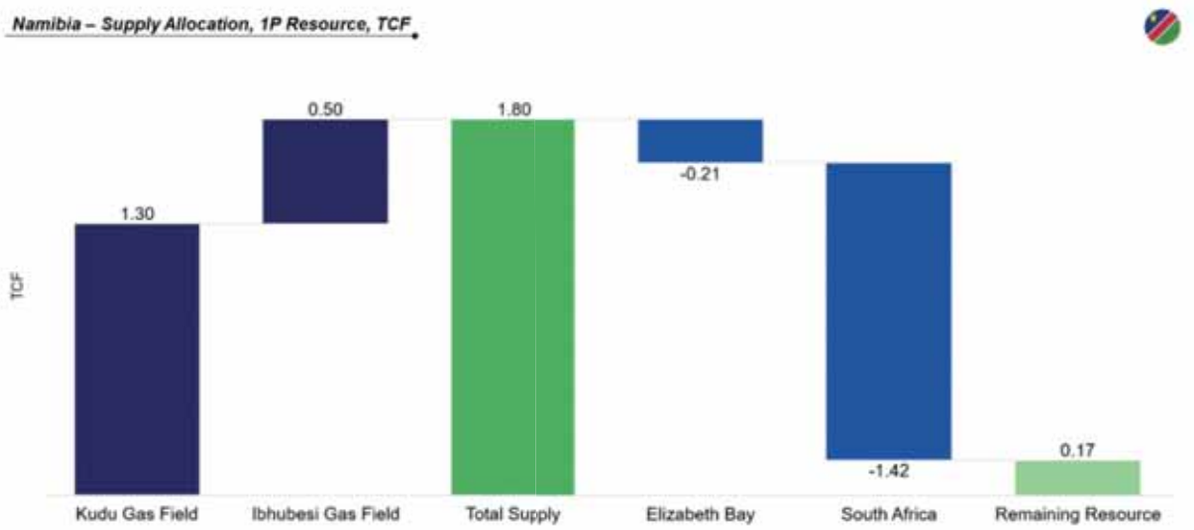


Figura 49: Namíbia - Alocação da oferta, PJ

O objetivo principal seria assegurar uma instalação GTP de 420 MW no sul da Namíbia, juntamente com um gasoduto para o Cabo Ocidental, a fim de fornecer gás à indústria e a conversão do reator diesel Ankerlig na Baía de Saldanha. Estas descargas foram dimensionadas para absorver 66 PJ/a (171 MMscf/d) de procura durante um período de 20 anos. Esta medida implicaria o fornecimento de ~55 PJ/a de gás ao Cabo Ocidental através de um gasoduto e 11 PJ/a para fornecer energia.

A capacidade desta energia para aceder ao mercado sul-africano é fundamental para sustentar o GTP, uma vez que o mercado de energia na Namíbia só pode suportar 250 MW das necessidades.d.

Se os recursos adicionais na bacia de Orange forem comprovados, existe a perspetiva de um potencial GTP de ~1250 MW. Neste caso, seria necessário fornecer à África do Sul 1000 MW de gás médio. A oportunidade de fornecimento de gás por gasoduto aos grandes mercados energéticos de Gauteng poderia também ser analisada.

Como parte de uma análise da rede eléctrica efectuada para todas as instalações GTP propostas, verificou-se que a produção síncrona (neste caso, usando gás) perto da rede eléctrica do Cabo Setentrional, com a sua elevada penetração de energias renováveis, pode ajudar a melhorar os níveis de falhas e a proporcionar uma inércia que, de outro modo, não existiria. Consequentemente, pode ser desbloqueada capacidade adicional de energias renováveis.

Na bacia de Outeniqua, a fonte mais importante de procura potencial é a instalação de GNL da PetroSA na Baía de Mossel. Uma refinaria de condensado e GTL de 45 000 bbl/d exigiria um fornecimento de gás de ~75 PJ/a. Esta procura seria suficiente para desbloquear a oferta das novas descobertas. Este facto, por sua vez, criaria a possibilidade de conversão da central diesel de Gourikwa e de fornecimento de GNC por camião a Gqeberha e, potencialmente, à Cidade do Cabo por gasoduto.

Um aspeto fundamental que terá de ser resolvido será garantir que o preço do gás no mercado possa satisfazer as necessidades económicas da instalação GTL, uma vez que esta procura de carga de base será fundamental para desbloquear a bacia.

Prevemos que, se o gás for produzido a um preço acessível, a PetroSA necessitará de 1,4 TCF e a central de pico de Gourikwa de mais 0,15 TCF durante um período de 20 anos. Isto deixaria mais 1,65 TCF para abastecimento do Cabo Ocidental e do Cabo Oriental.

8.1.1.25 Decisões-chave e plano de infra-estruturas

É necessário tomar uma série de decisões críticas para explorar o potencial do gás neste corredor. Em primeiro lugar, o IRP sul-africano teria de ser reformulado para incluir o potencial fornecimento de GTP de outros locais da região. Esta medida permitiria o desenvolvimento de uma instalação GTP no sul da Namíbia que, por sua vez, poderia apoiar o reforço da rede eléctrica no Cabo Setentrional, com efeitos positivos para a implantação de energias renováveis.

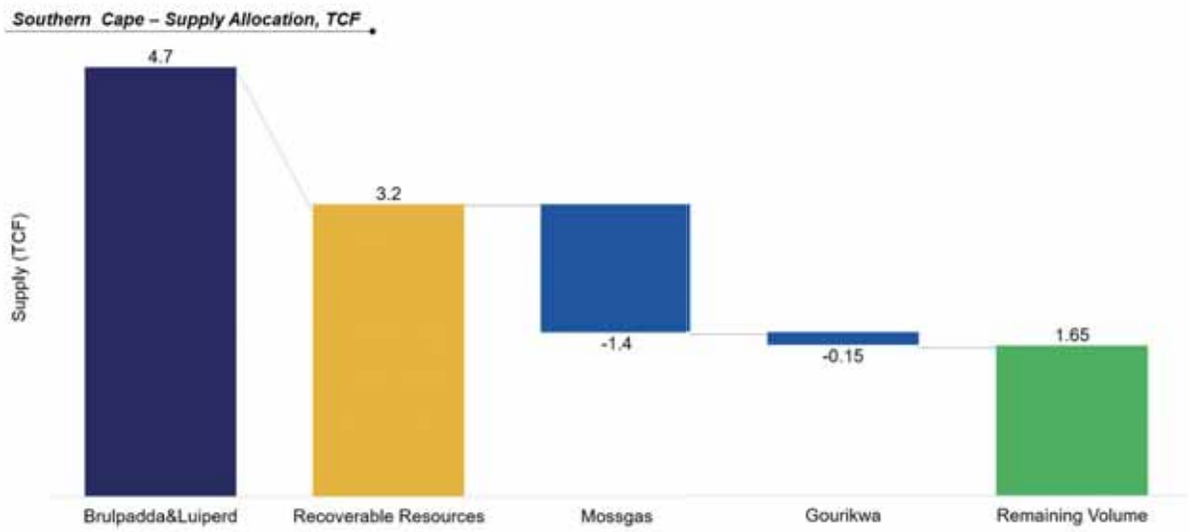


Figura 50: Cabo Sul - Atribuição de fornecimentos, TCF

Em segundo lugar, as actividades de exploração e avaliação nas bacias de Orange e Outeniqua têm de ser aceleradas. Por último, é necessário dar por concluídas as negociações sobre o fornecimento de gás a partir das novas descobertas de gás na Bacia de Outeniqua para abastecer a PetroSA, a fim de permitir o fornecimento de gás da Bacia de Outeniqua ao Cabo Meridional.

8.1.1.26 Recomendações

Para explorar todo o potencial do gás neste corredor, é necessário tomar as seguintes decisões e acções fundamentais:

1. A África do Sul precisa de atualizar o PIR de 2019 para ter em conta a possibilidade de abastecimento regional de gás e de recurso a mais energias renováveis e gás para carga de base.
2. A exploração contínua, particularmente na parte sul da Bacia do Orange, deve ser acelerada à luz das promissoras descobertas efectuadas no lado da Bacia da Namíbia.
3. A África do Sul deve atualizar as suas regras de aquisição de gás para permitir que os projectos de fornecimento regional concorram para o fornecimento.
4. Um Acordo de Venda de Gás (GSA) a ser celebrado entre a PetroSA e os proprietários e operadores dos jazigos de gás Brulpadda e Luiperd para a fábrica PetroSA GTL.

Ver necessidades relativas ao desenvolvimento de infra-estruturas no anexo.

8.1.6. Oceano Índico

Os Estados insulares ao largo da costa oriental de África não possuem quaisquer recursos de gás autóctones, pelo que dependerão das importações de GNL para satisfazer as suas necessidades.

Tabela 16: Descrição do corredor: Oceano Índico

Etapa 1: Estabelecer uma procura de referência	Etapa 2: Mercados fornecedores em Gauteng e na Cidade do Cabo	Desafios/Riscos
O maior mercado potencial é a Maurícia, com uma capacidade prevista de 130-140 MW de conversão de gás em energia eléctrica. Procura de gás de ~ 15PJ	As Comores poderão ser abastecidas por navios de GNL que transportam GNL do Rovuma para os mercados mundiais	• Não há produção interna de gás em nenhum dos países da região e não há atividade de exploração significativa • Ausência de um mercado de gás atual na região • Potencial de crescimento futuro relativamente reduzido • Pequenos volumes só podem ser apoiados através da reexportação de GNL a partir dos terminais de importação de GNL propostos em Maputo ou Richards Bay. • Os pequenos volumes previstos e a disponibilidade de infra-estruturas de GPL constituem um desafio concorrencial para o GNL
Capacitação e Necessidades		
Infra-estruturas Imateriais Os PEI nacionais devem considerar todas as opções energéticas, incluindo o gás.		

As Maurícias, o maior importador potencial de GNL, anunciaram a sua intenção de encerrar 265 MW dos seus 665 MW de capacidade de produção de energia térmica a partir de hidrocarbonetos, para serem substituídos por várias fontes renováveis, incluindo a biomassa e, potencialmente, o gás. A Central Energy Board emitiu um RFI para o fornecimento de GNL para abastecer uma central eléctrica a gás de 130-140 MW. Isto exigiria ~150 kt p.a. de fornecimento de GNL.

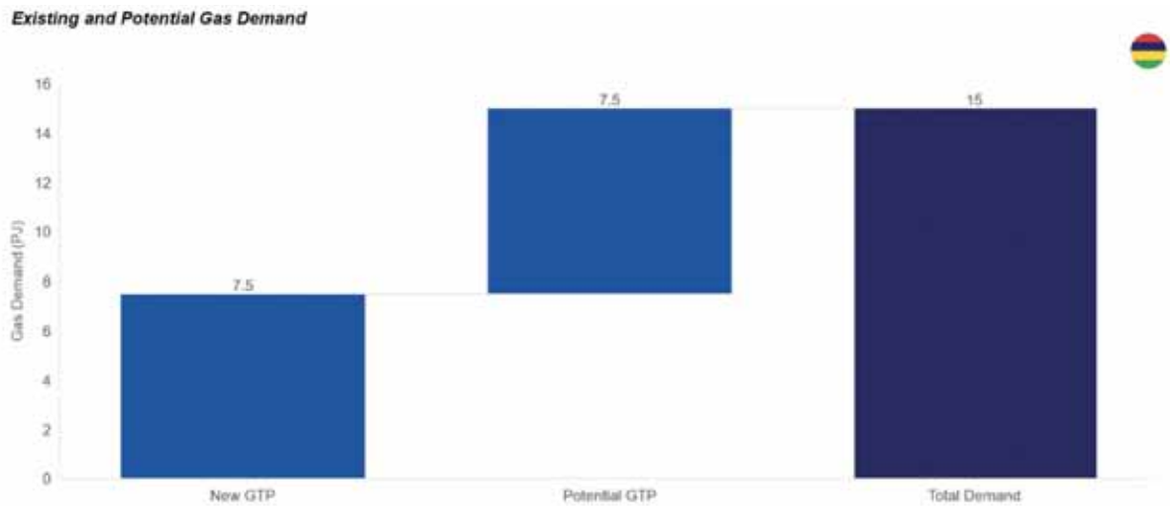


Figura 51: Procura de gás existente e potencial na Maurícia

Além disso, as Maurícias teriam de considerar a necessidade de desenvolver mais capacidade de produção de energia a partir do gás para complementar a produção a partir da biomassa. Tal facto exigiria uma procura total potencial na região de ~300kt p.a. É importante notar que as Maurícias já dispõem de infra-estruturas para a importação de GPL que, embora tradicionalmente a um preço superior ao do GNL, pode ser mais adequado às necessidades das Maurícias devido ao menor custo de armazenamento.

Para além da energia, as oportunidades de uso do gás natural como combustível de bancas, nos transportes ou na indústria são consideradas muito limitadas.

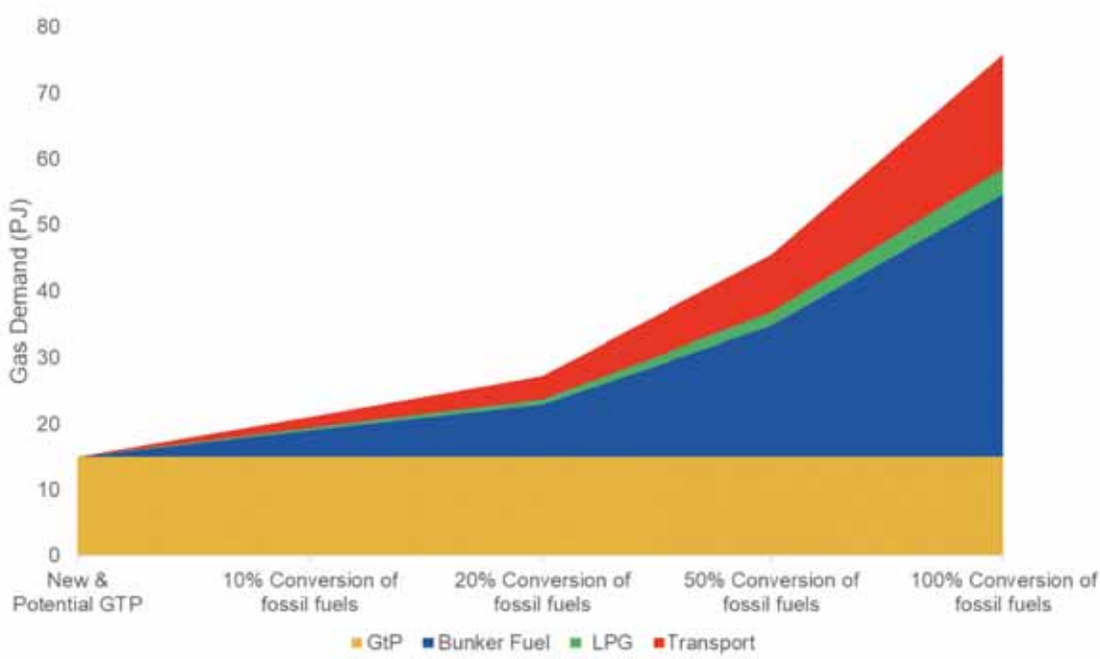


Figura 52: Maurícias - Taxas de conversão de volume de GNL variáveis

As Maurícias devem continuar a estudar a possibilidade de fornecimento de GNL para a produção de energia, estudando igualmente o uso de GPL.

A potencial procura total nos outros estados foi prevista entre 18 mil e 50 mil toneladas de GNL por ano.

Estes volumes fariam das Maurícias um centro de importação de GNL mais pequeno do que outros portos da região, como Maputo ou a Richards Bay. Portanto, é duvidoso que consiga obter as economias de escala necessárias para se posicionar como um centro regional de reexportação de GNL.

As Maurícias devem continuar a investigar os aspectos económicos da importação de GNL para a produção de energia, em comparação com o GPL. Além disso, deve acompanhar a evolução do combustível de bancas, bem como a evolução regional, a fim de determinar a oportunidade de um maior investimento na capacidade de importação de GNL.

8.1.7. Regiões interiores da SADC

O Botswana, a Zâmbia e o Zimbabwe são países sem litoral que possuem atualmente recursos limitados de gás doméstico e estão longe das grandes descobertas de gás ao largo de Moçambique, Tanzânia, África do Sul, Namíbia e Angola. Contudo, estes países poderão beneficiar substancialmente do plano através da potencial disponibilidade de gás natural para substituir hidrocarbonetos mais caros, como o gasóleo, da possibilidade de assegurar um fornecimento de energia mais barato e fiável e, por último, do desenvolvimento de um mercado de gás que pode ser potencialmente abastecido através de futuras descobertas nestes países.

8.1.1.27 Oferta

O metano em jazida de carvão de Lesedi compreende um recurso 2P de 0,04TCF. Além disso, as potenciais jazidas de gás na Bacia de Caborra Bassa, com uma perspetiva de até 4-7 TCF de gás no local, podem constituir outras opções de fornecimento.

8.1.1.28 Exigência

Foi identificado um total de 20-30 PJ de procura agregada latente nos três países. Esta situação resulta, em grande medida, da substituição do gasóleo, do HFO ou do GPL e, em certos casos, também do carvão, tanto na produção de calor industrial como na produção de energia.

8.1.1.29 Infra-estruturas

O desafio para os países do interior da SADC é que a procura de ~30 PJ está espalhada pelos três países, com alguma concentração na Faixa do Cobre, no centro do Zimbabwe e no sul do Malawi. É pouco provável que o fornecimento destes mercados através de gasodutos seja viável numa primeira fase. O gás natural, particularmente à temperatura ambiente, tem uma baixa densidade energética por volume quando comparado com muitos dos vectores energéticos de hidrocarbonetos concorrentes, como o gasóleo e o fuelóleo pesado. Enquanto 27 litros (0.27 m3) de gasóleo fornecem 1 GJ de energia, são necessários 25,5 m3 de gás para fornecer o mesmo GJ de energia.

O gráfico abaixo mostra o desafio enfrentado para financiar um gasoduto para volumes menores de procura de gás natural à medida que os volumes diminuem.

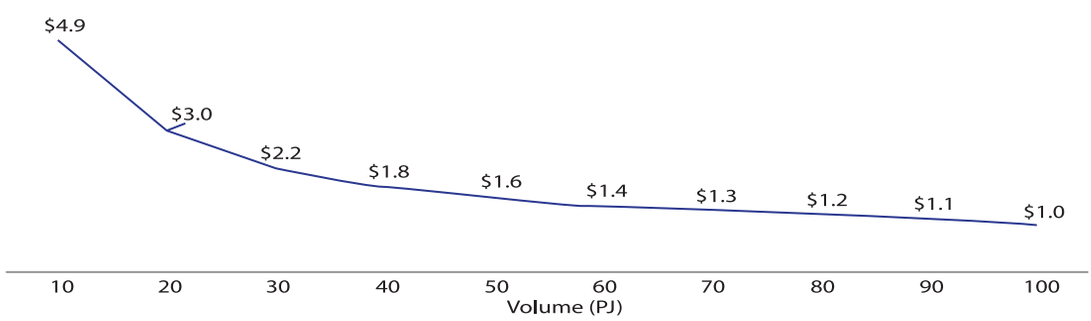


Figura 53: Financiamento necessário para o gasoduto em função do volume (em PJ)

Os países do interior da África Austral vão, no entanto, beneficiar da maior disponibilidade de gás natural através de mecanismos de transporte como o GNC, que pode ser transportado por camião ou comboio. Este facto pode resultar no acesso à energia nestes países a preços que podem variar entre 0,5 e 10 dólares/GJ, dependendo do preço do petróleo em vigor e da distância dos diferentes campos de gás.

8.2 Resumo das Necessidades de Investimento

A figura abaixo resume as necessidades de investimento estimadas para desenvolver cada corredor através das contribuições de investimento estimadas dos respectivos Estados-membros da SADC de cada corredor.

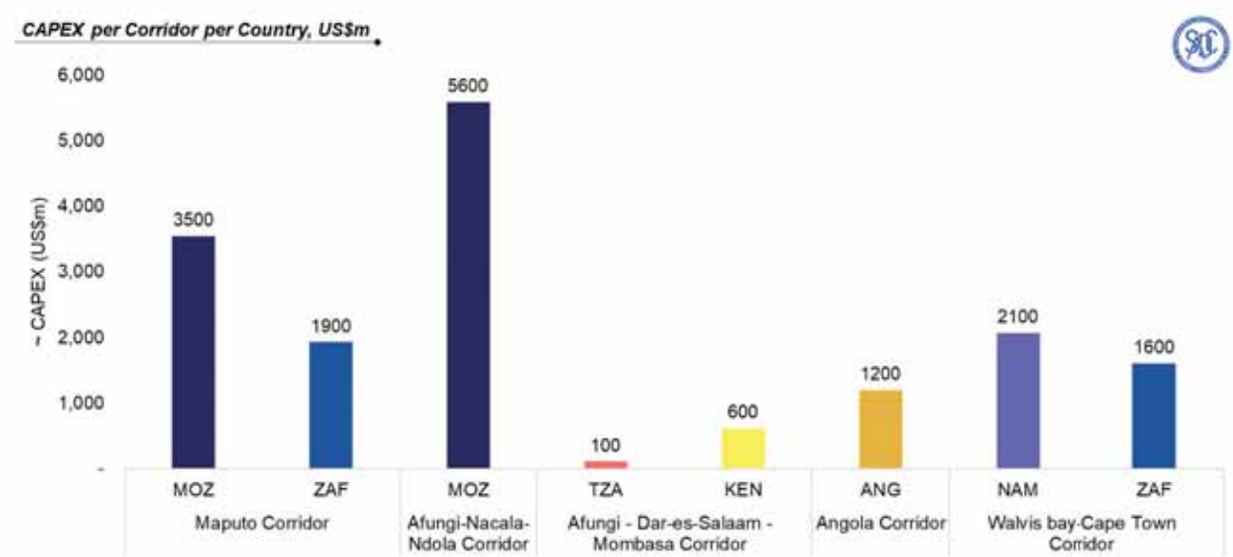


Figura 54: Investimento em infra-estruturas - CAPEX estimado por corredor e por país, milhões de dólares

No total, estima-se que serão necessários cerca de 17 mil milhões de dólares de investimento para desenvolver uma economia regional do gás na região da SADC.

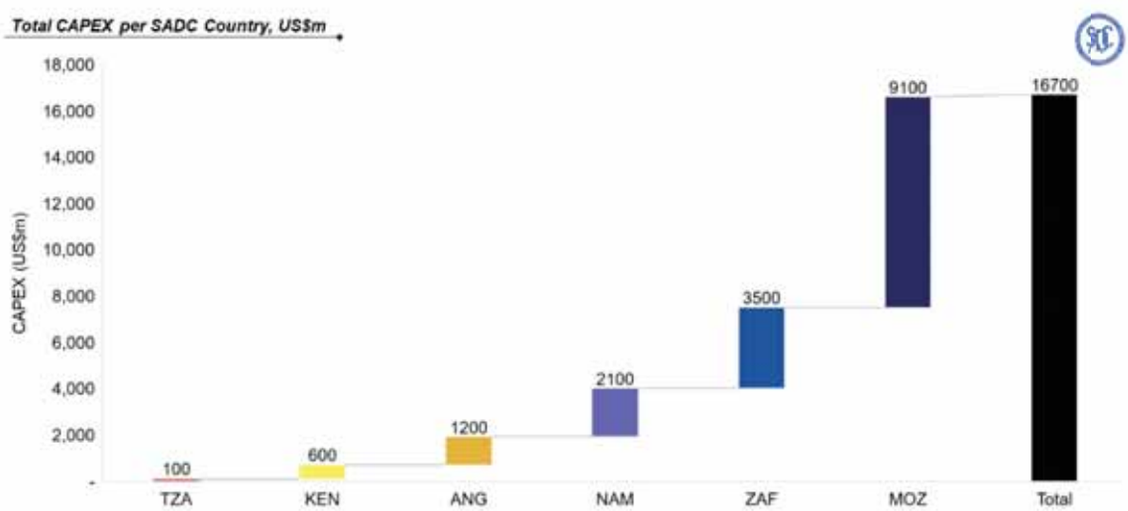


Figura 55: Estimativa total de CAPEX por país, US$m

9. CONCLUSÕES

Existe um grande potencial na região da SADC para desenvolver um mercado regional do gás. No entanto, para que o RGMP cumpra o seu mandato, deve assegurar que se verifique o seguinte:

1. Convergência das políticas nacionais e regionais sobre a exploração do gás natural e o papel da integração regional para permitir o desenvolvimento do mercado e a segurança energética.

2. Desenvolvimento rápido dos grandes campos de gás regionais e dos terminais de exportação de GNL.

3. Procura-âncora de potenciais mercados nacionais de gás em grande escala (por exemplo, África do Sul) e acordos de compra assinados e financiáveis com locatários-âncora (electrões ou moléculas).

4. Uso do gás doméstico e regional para satisfazer a procura regional de electricidade de nível médio.

5. Uso de GNL importado para satisfazer a atual procura industrial e substituir o gasóleo em centrais de pico, incluindo contratos de GNL a longo prazo para a procura de base e o desenvolvimento de infra-estruturas de importação de GNL.

6. Desenvolver infra-estruturas de gasodutos para estabelecer sistemas integrados de aprovisionamento/procura de gás em que os recursos de gás estejam próximos da procura

7. Facilitar a industrialização regional através do desenvolvimento de instalações petroquímicas próximas dos recursos de gás

8. Reforçar a dinâmica da transição energética através da facilitação das energias renováveis e da economia do hidrogénio Isto pode ser feito através do reforço da infraestrutura da rede eléctrica em zonas com elevado potencial de energias renováveis; o desenvolvimento de projectos de hidrogénio azul pode funcionar como um facilitador do hidrogénio verde e o posicionamento dos gasodutos como precursores dos gasodutos de hidrogénio verde.

9. Desenvolvimento e maturação de um mercado regional com múltiplas opções de oferta e procura, aumento da liquidez do mercado e evolução para a concorrência gás-a-gás.

ANEXO A:
Plano de Desenvolvimento de Infra-estruturas

Priorização dos projectos

Os projectos incluídos neste roteiro foram submetidos a um filtro para dar prioridade, em primeiro lugar, aos projectos que permitem a integração regional. Em seguida, foram tidos em conta a facilidade de execução, o período até à entrada em funcionamento, o custo e o impacto.

Corredor da Costa Oriental para a África do Sul

A figura abaixo indica os necessidades de desenvolvimento de infra-estruturas para ancorar a procura de gás natural ao longo do corredor, bem como a infra-estrutura para importar e transportar gás natural para o interior através de uma inversão e expansão do Gasoduto da Matola. Será igualmente necessário investir na distribuição de energia.

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: Arnot	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

Figura 56: Plano de Investimento do Corredor Maputo-África do Sul

A figura abaixo indica as necessidades em termos de infra-estruturas para satisfazer a procura ao longo da costa oriental sul da região, bem como as infra-estruturas para importar e transportar gás natural para o interior através de uma inversão do fluxo de gás e da expansão do gasoduto Lily.

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

Figura 57: Plano de Investimento do Corredor Richards Bay-África do Sul

Corredor Afungi-Nacala-Ndola

A figura abaixo indica as necessidades em termos de infra-estruturas para satisfazer a procura ao longo da costa nordeste da região, bem como no Malawi, Zâmbia e Zimbabwe . O gás natural será transportado por gasoduto de Afungi para Nacala para facilitar a procura local e o transporte rodoviário para o Malawi, a Zâmbia e o Zimbabwe.

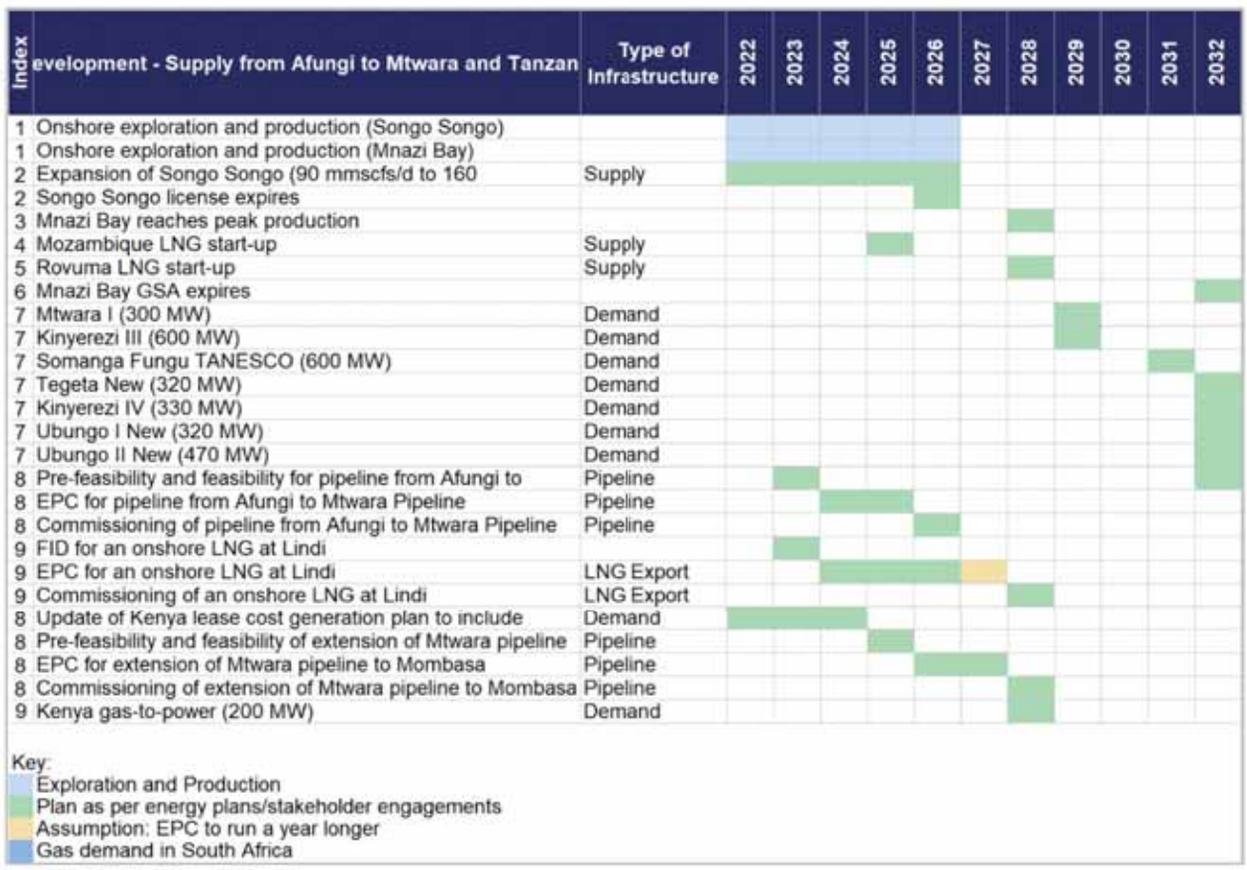
Index	Development - Supply via Nacala	Type of Infrastructure	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	Coral Floating LNG (Offshore) goes online	N/A (export)							
2	Mozambique LNG (onshore) goes online	Supply							
3	Rovuma LNG (onshore) FID								
3	Rovuma LNG (onshore) goes online	Supply							
4	First 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 committemt 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

Figura 58: Plano de Investimento do Corredor Afungi-Nacala-Ndola

Corredor Afungi-Dar es Salaam-Mombasa

A figura abaixo indica as necessidades de desenvolvimento de infra-estruturas para ancorar a procura de gás natural ao longo do Corredor, bem como as infra-estruturas de importação e transporte de gás natural para a Tanzânia e para norte, em direção ao Quénia.



Index	evelopment - Supply from Afungi to Mtwara and Tanzan	Type of Infrastructure	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	Onshore exploration and production (Songo Songo)												
1	Onshore exploration and production (Mnazi Bay)												
2	Expansion of Songo Songo (90 mmscfs/d to 160	Supply											
2	Songo Songo license expires												
3	Mnazi Bay reaches peak production												
4	Mozambique LNG start-up	Supply											
5	Rovuma LNG start-up	Supply											
6	Mnazi Bay GSA expires												
7	Mtwara I (300 MW)	Demand											
7	Kinyerezi III (600 MW)	Demand											
7	Somanga Fungu TANESCO (600 MW)	Demand											
7	Tegeta New (320 MW)	Demand											
7	Kinyerezi IV (330 MW)	Demand											
7	Ubungo I New (320 MW)	Demand											
7	Ubungo II New (470 MW)	Demand											
8	Pre-feasibility and feasibility for pipeline from Afungi to	Pipeline											
8	EPC for pipeline from Afungi to Mtwara Pipeline	Pipeline											
8	Commissioning of pipeline from Afungi to Mtwara Pipeline	Pipeline											
9	FID for an onshore LNG at Lindi												
9	EPC for an onshore LNG at Lindi	LNG Export											
9	Commissioning of an onshore LNG at Lindi	LNG Export											
8	Update of Kenya lease cost generation plan to include	Demand											
8	Pre-feasibility and feasibility of extension of Mtwara pipeline	Pipeline											
8	EPC for extension of Mtwara pipeline to Mombasa	Pipeline											
8	Commissioning of extension of Mtwara pipeline to Mombasa	Pipeline											
9	Kenya gas-to-power (200 MW)	Demand											

Key:
Exploration and Production
Plan as per energy plans/stakeholder engagements
Assumption: EPC to run a year longer
Gas demand in South Africa

Figura 59: Plano de Investimento do Corredor Afungi-Dar-es-Salaam

Corredor Angola/DRC

A figura abaixo indica os necessidades de desenvolvimento de infra-estruturas para ancorar a procura de gás natural ao longo do corredor, bem como a infra-estrutura para fornecer GNL ao corredor.

Index	Development - Supply from Soyo	Type of Infrastructure	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	Soyo LNG reaches full capacity	Supply							
2	Comission GTP in ANG: Soyo2-2 (720 MW)	Demand							
3	Developing Gas Fields in Kwnaza Basin	Supply							
4	Grid Infrastructure Investment								
4	Comission GTP at Lobito (1200 MW)								

Key:
Plan as per energy plans/stakeholder engagements

Figura 60: Plano de Investimento do Corredor Angola/RDC

Corredor Walvis Bay - Cidade do Cabo

A figura abaixo indica os necessidades de desenvolvimento de infra-estruturas para ancorar a procura de gás natural ao longo do corredor, bem como A infra-estrutura de transporte de gás natural da costa ocidental sul para o corredor.

Index	Development - Supply from Kudu	Type of Infrastructure	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	First Gas IPP in ZAF																				
1	Second Gas IPP in ZAF																				
2	EPCC for GTP at Elizabeth Bay	Demand																			
2	Commission GTP at Elizabeth Bay	Demand																			
3	Pre-feasibility and feasibility of pipeline from Oranjemund to Saldanha Bay																				
3	EPC for pipeline from Oranjemund to Saldanha Bay	Pipeline																			
3	Commissioning of pipeline from Oranjemund to Saldanha Bay	Pipeline																			
4	FID of Luiperd and Brulpadda gas fields																				
4	Production: Luiperd and Brulpadda gas fields	Supply																			
5	CBM fueled plant goes online	Supply																			
6	Potential GTP (CBM) in BWA: 10 MW	Demand																			
6	Potential GTP (CBM) in BWA: 10 MW	Demand																			
6	Potential GTP (CBM) in BWA: 20 MW	Demand																			
6	Potential GTP (CBM) in BWA: 30 MW	Demand																			
6	Potential GTP (CBM) in BWA: 100 MW	Demand																			
6	Potential GTP (CBM) in BWA: 20 MW	Demand																			
6	Potential GTP (CBM) in BWA: 20 MW	Demand																			
6	Potential GTP (CBM) in BWA: 20 MW	Demand																			
6	Potential GTP (CBM) in BWA: 20 MW	Demand																			

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

Figura 61: Plano de Investimento do Corredor Walvis Bay-Cidade do Cabo

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

DBSA
DEVELOPMENT BANK OF SOUTHERN AFRICA

IDC
Industrial Development Corporation