Ministério dos Recursos Minerais e Energia

RELATÓRIO FINAL

O SECTOR EMPRESARIAL DO ESTADO EM MOÇAMBIQUE E O FORTALECIMENTO DA DIVULGAÇÃO DESTAS EMPRESAS E DA ITIE SOBRE A PARTICIPAÇÃO ESTATAL

Outubro, 2021

©2021 INTELLICA, SA. ALL RIGHTS RESERVED

Lista de Acrónimos e Abreviaturas

AMA1	Anadarko Moçambique Área 1
ANEA	Agência Nacional de Energia Atómica
AQUA	Agência Nacional para o Controlo de Qualidade Ambiental
AT	Autoridade Tributária
BOE	Barris de Petróleo Equivalente
CCPP	Contratos de Concessão de Pesquisa e Produção
CFM	Portos e Caminhos de Ferro de Moçambique
CMG	Companhia Moçambicana de Gasodutos
CMH	Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos
CTRG	Central Térmica de Ressano Garcia
DGA	Direcção Geral das Alfândegas
DGI	Direcção Geral de Impostos
DNT	Direcção Nacional de Tesouro
EMEM	Empresa Moçambicana de Exploração Mineira
ENH	Empresa Nacional de Hidrocarbonetos
FMI	Fundo Monetário Internacional
GJ	Gigajoule
GNL	Gás Natural Liquefeito
IDE	Investimento Directo Estrangeiro
IFC	International Finance Corporation
IGEPE	Instituto de Gestão das Participações do Estado
INAMI	Instituto Nacional de Minas
INE	Instituto Nacional de Estatística
INP	Instituto Nacional de Petróleo
ITIE	Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva
ITIEM	Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva em Moçambique

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
KOGAS	Korean Gás Corporation
MEF	Ministério da Economia e Finanças
MGC	Matola Gás Company, SA
MIREME	Ministério dos Recursos Minerais e Energia
MTA	Ministério da Terra e Ambiente
MMAIP	Ministério do Mar, Águas Interiores e Pescas
NUIT	Número Único de Identificação Tributária
OE	Orçamento do Estado
PIB	Produto Interno Bruto
REO	Relatório de Execução do Orçamento do Estado
ROMPCO	Republic of Mozambique Pipeline Company
SASOL	Sasol Petroleum Mozambique Limitada
SEE	Sector Empresarial do Estado
SPT	Sasol Petroleum Temane, Lda
TA	Tribunal Administrativo

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Sumário Executivo

O Governo de Moçambique assumiu o compromisso de implementar a Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva (ITIE) por forma a aumentar a transparência e responsabilidade na gestão dos recursos extractivos. Em 15 de Maio de 2009, Moçambique tornou-se País candidato, tendo sido considerado cumpridor em Outubro de 2012 e portanto, admitido ao Clube de países membros da ITIE.

A ITIE é um padrão global que promove a transparência e a prestação de contas nos sectores do petróleo, gás e mineração. O Padrão da ITIE introduziu novos requisitos na elaboração de relatórios para o Sector Empresarial do Estado, incluindo: a divulgação das transferências financeiras entre as empresas estatais e outras entidades governamentais; as receitas angariadas em nome do governo e as despesas feitas com serviços sociais; infraestruturas públicas ou subsídios de combustível.

É nesta perspectiva, que a ITIE lançou um estudo para identificar elementos para o fortalecimento de divulgação do SEE no Sector Extractivo. O presente relatório apresenta os resultados deste estudo, que analisou dados referente a participação estatal na indústria extractiva e o papel do Sector Empresarial do Estado, sob o contexto dos Requisitos (2.6, 4.2, 4.5 e 6.2) do Padrão da ITIE 2019.

Moçambique possui um vasto potencial e diversidade de recursos minerais e hidrocarbonetos, cujo conhecimento constitui o factor chave para assegurar a sua gestão e exploração sustentável, de modo a contribuir de melhor forma para o desenvolvimento do país.

As principais Bacias de Moçambique estendem-se ao longo da planície costeira das zonas central e sul de Moçambique, enquanto a Bacia do Rovuma se situa na região norte do país, a partir da zona costeira para as águas profundas *offshore*. Actualmente existem 10 áreas de exploração nestas duas bacias, e a ENH participa nestas actividades em parceria com outras operadoras internacionais.

Em relação a exploração mineira, no início do ano 2000 foram criadas várias Zonas Francas Industriais e Zonas Económicas Especiais no país, com destaque para a Zona Franca Industrial de Moma, onde se encontra a operar o Projecto de Areias Pesadas de Moma da Kenmare; e a Zona Franca Industrial de Moatize onde foram instalados os mega-projectos de exploração de carvão mineral (a Companhia do Vale do Rio Doce designada por Vale de Moçambique e a Riversdale Mining, designada Riversdale Moçambique). Estes mega-projectos apresentam impactos significativos na economia, no ambiente, na cultura e no campo social moçambicano.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

O crescimento da indústria extractiva pressionou o País a rever, aprimorar e elaborar instrumentos reguladores como leis, resoluções, decretos, diplomas ministeriais, políticas, estratégias e planos directores. Estes instrumentos têm por objectivo acompanhar a dinâmica dos desenvolvimentos da indústria extractiva, de modo a atrair mais investimentos para o sector, assegurar a competitividade, a transparência e protecção dos titulares de concessões mineiras e de áreas para exploração de hidrocarbonetos e, sobretudo, salvaguardar o interesse nacional e benefícios das comunidades.

Nos últimos anos, foi produzido um quadro legal e regulatório do SEE designadamente, a Lei n.º 3/2018, a qual consagra os princípios e regras aplicáveis ao Sector Empresarial do Estado e o respectivo Decreto n.º 10/2019. O novo diploma aplica-se às sociedades ou empresas em que o Estado é o único accionista ou é accionista maioritário. As novas regras determinam a função do Estado enquanto accionista, assim como a organização, funcionamento e gestão de cada órgão social das sociedades em causa. Foram revogadas a Lei n.º 2/81, de 30 de Setembro, a Lei n.º 17/91, de 3 de Agosto e a Lei n.º 6/2012, de 8 de Fevereiro, sobre a mesma matéria.

Conclusões

A participação Estatal no sector de petróleo, gás e mineração é complexa e as regras que governam o sector não são ainda acessíveis do ponto de vista de interpretação e aplicação prática. A intervenção do Estado no Sector Extrativo em Moçambique materializa-se através das empresas públicas e participadas e as suas relações financeiras com o Estado, suportadas pela Lei n.º 3/2018 bem como pelo Decreto n.º 10/2019, ocorrem através de pagamentos de dividendos e transferências de subsídios de exploração.

A legislação sobre o SEE é recente, o que requer maior divulgação, monitoria da implementação por parte das entidades relevantes, designadamente IGEPE e entidades de fiscalização e debate para permitir a melhoria do seu entendimento e da identificação de aspectos que carecem de aprimoramento e revisão.

O Estado como accionista, recebeu das suas empresas a título de dividendos um total 2.339,16 milhões de Meticais, dos quais mais de 71% provém da CMH, no entanto, a EMEM foi a única empresa que não pagou dividendos no período de 2016 a 2020.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Nos termos do artigo 11 da Lei n.º 15/2018, de 20 de Dezembro, o Governo foi autorizado a emitir em 2019, garantias e avales no montante global de 151,250 milhões de Meticais. Do limite estipulado, 136,125 milhões de Meticais foram alocados para o apoio à Indústria Extractiva do Sector Empresarial do Estado, nomeadamente a participação da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH) no projecto de GNL no consórcio liderado pela Total SA (também conhecido por Golfinho – Atum na Área 1) no Bloco do Rovuma, sendo o remanescente para as restantes empresas do SEE que não fazem parte da indústria extractiva.

O Governo de Moçambique tem o direito de receber até 5% do gás natural e condensado produzido e vendido a ser pago ao Governo pela concessionária, a título de pagamento em espécie do Imposto sobre a Produção de Petróleo, quantidade essa designada por "royalty". Actualmente, o gás natural de royalty pago em espécie recebido pelo Governo corresponde ao Imposto sobre a Produção do Petróleo pago pela Sasol Petroleum Temane (SPT). Para o Contrato de Produção de Petróleo (CPP), relativo aos campos de Pande e Temane, o mesmo corresponde a 5% do gás produzido e vendido, e pode ser pago em espécie ou em dinheiro.

De acordo com a informação disponibilizada pelo MIREME o volume total de gás natural royalty pago em espécie alocado ao Governo no período em análise ascendeu a 24.564.298,66 GJ, e o total de gás condensado royalty pago em dinheiro foi de 1.753.716,65 USD. Do total de gás pago em espécie 68% foi alocado a Matola Gás Company, SA e o restante para a Kuvaninga e para a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos.

Quanto a selecção das companhias compradoras do gás, o Governo é que concede a alocação aos clientes, e, mediante essa alocação, a ENH desempenha o seu papel que é gerir as operações comerciais (incluindo o preço do gás, as taxas de transporte e os seus pressupostos, aspectos técnicos tais como a especificação do gás e as quantidades a serem tomadas em base diária, mensal e anual). Este processo de selecção, obedece aos critérios preconizados na Política de atribuição do gás contida no Plano Director do Gás Natural.

A Lei que estabelece os princípios e regras aplicáveis ao Sector Empresarial do Estado (Lei n.º 3/2018, de 19 de Junho) e o correspondente regulamento (Decreto n.º 10/2019, de 26 de Fevereiro), não fazem menção à obrigatoriedade das empresas públicas e participadas pelo Estado realizarem gastos em nome do governo. Na análise das Demonstrações Financeiras

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

das empresas do SEE na indústria extractiva, não foram identificadas evidências de ocorrência de gastos parafiscais.

Recomendações

O IGEPE deve assegurar a divulgação em toda a sua extensão da participação directa e indirecta do Estado no sector extractivo e definir normas que obriguem as empresas do SEE a disponibilizar informação sobre financiamento com garantia soberana (com destaque para a taxa de juro e cronograma de pagamento) de forma a permitir a análise das condições a que o Estado se submete para garantir a participação neste projecto.

Promover a divulgação, monitoria da implementação pelo IGEPE e entidades de fiscalização e ainda o debate da legislação sobre o SEE, para permitir a identificação dos desafios resultantes da sua aplicação e aspectos que carecem de aprimoramento e revisão.

Melhorar o processo de divulgação das demonstrações financeiras auditadas das empresas do SEE na indústria extractiva, incluindo we*bsites* das empresas, que poderão permitir o conhecimento da sociedade no geral sobre os benefícios da participação do Estado na indústria extractiva através das empresas do SEE, incluindo as de participadas minoritariamente.

Em relação a alocação do gás de *royalty*, divulgar os contratos de venda, bem como as modalidades de pagamento, com vista a maximizar os ganhos dos pagamentos em espécie e maior transparência no processo.

Contribuir na melhoria do entendimento do requisito 6 dos gastos sociais e económicos no geral, e 6.2 dos gastos para-fiscais em particular, através da definição de normas que clarifiquem a permissão da legalidade ou não de tais gastos.

Para que o ITIEM melhore a compreensão do requisito 6, será necessário haver sessões de capacitação para o MSG.

Continuando a luta pela total transparência nos processos de negociação de recursos naturais, as concessões de adjudicação, as cláusulas contratuais, transferências, pagamentos, o uso de pagamentos, a relação entre exploração de recursos extractivos e outras actividades económicas e sociais, impactos ambientais, impactos na vida das pessoas, sistemas e valorização de recursos etc.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Estabelecimento de um sistema de trabalho para discutir, avaliar e adoptar as recomendações do relatório da ITIE e outras avaliações relacionadas, bem como monitorar sua implementação.

Revisão dos sistemas de disponibilização de informação detalhada sobre as operações das empresas públicas do sector mineiro e de hidrocarbonetos e o Estado.

Revisão de conformidade das leis e regulamentos adequados e a garantia da sua plena aplicação.

Revisão da participação dos governos no sector extractivo. Esclarecer ou simplificar a participação acionária e considerar a participação em empresas lucrativas.

Revisão / pressupostos do modelo (dívida da ENH e sua participação), dada a dinâmica de mudança no mercado global de energia.

Revisão das leis, para evitar conflitos de interesse como o que aconteceu com INAMI que é regulador e accionista na mesma empresa EMEM da área mineira.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

ÍNDICE

LISTA DE ACRÓNIMOS E ABREVIATURAS 1

SUMÁRIO EXECUTIVO 3

1. INTRODUÇÃO 12

2. OBJECTIVOS E METODOLOGIA DO ESTUDO 14

2.1. OBJECTIVOS 14

2.2. METODOLOGIA 14

2.3. BREVE DESCRIÇÃO DO PADRÃO DA ITIE 2019 14

3. INDÚSTRIA EXTRACTIVA EM MOÇAMBIQUE 16

3.1. ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO 17

3.2. SECTOR DA INDÚSTRIA EXTRACTIVA EM MOÇAMBIQUE 20

3.2.1. Área Mineira 21

3.2.2. Área de Hidrocarbonetos 23

4. QUADRO LEGAL E REGULATÓRIO 25

5. PARTICIPAÇÃO ESTATAL (REQUISITO 2.6) 29

5.1. SECTOR EMPRESARIAL DO ESTADO NA INDÚSTRIA EXTRACTIVA 32

5.1.1. Área Mineira 32

5.1.2. Área de Hidrocarbonetos 36

5.1.3. Relações Financeiras com o Estado 47

5.1.4. Normas Sobre Despesas Operacionais e de Investimentos, Aquisição de Bens Serviços 48

5.1.5. Quadro Regulamentar para a Emissão de Empréstimos e Garantias de Empréstimos do Estado 50

5.2. ANÁLISE DE DESEMPENHO FINANCEIRO DO SEE 54

5.3. ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO IGEPE 60

5.4. GOVERNAÇÃO CORPORATIVA 63

6. RECEBIMENTO DE RECEITAS 66

6.1. VENDA DA PARCELA DE PRODUÇÃO DO ESTADO OU OUTRAS RECEITAS RECEBIDAS EM ESPÉCIE (REQUISITO 4.2) 66

6.2. TRANSAÇÕES RELACIONADAS A EMPRESAS ESTATAIS (REQUISITO 4.5) 72

7. GASTOS SOCIAIS E ECONÓMICOS 74

7.1. GASTOS PARAFISCAIS DE EMPRESAS ESTATAIS (REQUISITO 6.2) 74

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

8. REGRAS E PROCEDIMENTOS DE AUDITORIA PARA O SECTOR EMPRESARIAL DO ESTADO 77

9. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES 80

9.1. CONCLUSÕES 80

9.2. RECOMENDAÇÕES 81

10. REFERÊNCIAS 84

ANEXOS 88

DADOS DE PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL E CONDENSADO 89

QUADRO DOS INSTRUMENTOS LEGAIS DA ÁREA MINEIRA 94

QUADRO DOS INSTRUMENTOS LEGAIS DA ÁREA DE HIDROCARBONETOS 96

QUADRO DE TAXAS DE TRAMITAÇÃO DE TÍTULOS MINEIROS E AUTORIZAÇÕES 100

Índice das Figuras

Figura 1: Dimensões exigidas pelo Padrão 2019 para o Relatório ITIE 15
Figura 2: Perfil de Moçambique 16
Figura 3: Distribuição dos Recursos minerais 21
Figura 4: Mapa de concessões Activas na área de pesquisa e produção de Hidrocarbonetos 24
Figura 5: Estrutura accionista da EMEM 33
Figure 6: ENH's subsidiaries and affiliates 40
Figure 7: ENH's subsidiaries and affiliates 41
Figura 8: Estrutura accionista do consórcio de Pande e Temane 42
Figura 9: Estrutura accionista da ROMPCO 44
Figura 10: Expansão da capacidade de transporte de gás 46
Figure 11: Governance model 65

Índice de Gráficos

Gráfico 1: Taxas de Crescimento Real do PIB por Trimestre 2019 18
Gráfico 2: Evolução das participações da EMEM (2016 – 2019) 35
Gráfico 3: Emissão das Garantias e avales autorizados pelo Governo 52

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Gráfico 4: Vendas da ENH 54
Gráfico 5: Resultado Operacional da ENH 55
Gráfico 6: Resultado Liquido da ENH 55
Gráfico 7: Vendas da EMEM 56
Gráfico 8: Resultados Operacionais da EMEM 56
Gráfico 9: Resultado Liquido da EMEM 57
Gráfico 10: Vendas da CMG 57
Gráfico 11: Resultado Operacional da CMG 58
Gráfico 12: Resultado Líquido da CMG 58
Gráfico 13: Vendas da CMH 59
Gráfico 14: Resultado Operacional da CMH 59
Gráfico 15: Resultado Liquido da CMH (2016 – 2019) 60
Gráfico 16: Quantidade do Gás em espécie versus em dinheiro 69

Índice das Tabelas

Tabela 1: Evolução dos Indicadores Macroeconómicos (2016-2019) 17
Tabela 2: Projecção dos Indicadores Macroeconómicos (2019-2021) 19
Tabela 3: Projecção do Produto Interno Bruto para 2021 (%) 20
Tabela 4: Evolução da Produção Mineira 22
Tabela 5: Evolução da Produção de Hidrocarbonetos 24
Tabela 6: Enquadramento legislativo das relações financeiras entre o Estado e o SEE 25
Tabela 7: Participação do Estado na Indústria Extractiva 29
Tabela 8: Principais áreas de Negócios da EMEM 33
Tabela 9: Subsidiárias e Participadas da EMEM, SA 34
Tabela 10: Interesse participativo da ENH e Parceiros 38
Tabela 11: Participação da ENH em projetos de gás - Estado 39
Tabela 12: Pagamentos de dividendos da ENH 41
Tabela 13: Pagamentos de dividendos da CMH 43
Tabela 14: Pagamentos de dividendos da CMG 46
Tabela 15: Normas e práticas que regem a relação financeira entre o Estado e as empresas do SEE 47
Tabela 16: Empréstimo da ENH com garantia do Estado 53
Tabela 17: Empréstimos da ENH para participação nos projectos de GNL (USD milhões) 54
Tabela 18: Alocação do gás produzido 67
Tabela 19: Alocação do gás pago em espécie 68
Tabela 20: Critérios de alocação do gás royalty 69
Tabela 21: Gás de Royalties pago em espécie 71
Tabela 22: Subsídios de Governo recebidos pela ENH (em Meticais) 73

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Tabela 23: Dividendos pagos ao Estado (Milhões de Meticais) 73
Tabela 24: Receitas de Dividendos pagos ao Estado e IGEPE (Milhões de Meticais) 73
Tabela 25: Análise Comparativa dos Gastos Parafiscais 74
Tabela 26: Demonstrações Financeiras Auditadas e Publicadas Anualmente no período 2016-2019 79

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

1. Introdução

A Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva (ITIE) é um padrão global que promove a transparência e governação do sector extractivo, possibilitando aos países uma melhor gestão de recursos. Ao promover a transparência na indústria extractiva ajuda a melhorar o ambiente económico, político e social, como efeitos subsequentes da iniciativa.

O padrão da ITIE 2019, introduziu novos requisitos na elaboração de relatórios para o Sector Empresarial do Estado, incluindo:

- A divulgação das transferências financeiras entre as empresas estatais e empresas públicas, e outras entidades governamentais; e
- As receitas angariadas em nome do governo e as despesas feitas com serviços sociais, infraestruturas públicas ou subsídios de combustível.

Enormes desafios se colocam a Moçambique no que diz respeito a transparência na gestão do sector extractivo, no contexto de uma forte dinâmica económica com foco para a indústria extractiva, onde se destacam os empreendimentos de exploração de carvão mineral de Moatize e Benga na província de Tete; do gás natural de Pande e Temane na província de Inhambane; de areias pesadas de Moma, na província de Nampula; e de outros metais, minerais industriais e pedras preciosas e semipreciosas.

A esta dinâmica económica juntam-se os elevados níveis de actividades de prospeção e pesquisa de recursos minerais e petrolíferos, que conduziram às recentes descobertas de gás natural na Bacia do Rovuma que poderão colocar o país entre o grupo dos maiores produtores e exportadores do mundo, após o término da construção e entrada em funcionamento do empreendimento de Gás Natural Liquefeito (GNL) em Palma, província de Cabo-Delgado.

Os campos de Pande/Temane, na província de Inhambane possuem reservas de gás natural estimados em mais de 3,5 trilhões de pés cúbicos. As reservas totais de carvão são calculadas em 6 biliões de toneladas e ocorrem com maior abundância em Tete.

Em Moçambique, as empresas do Sector Empresarial do Estado (SEE) exercem um papel crucial na representação do estado em projectos de petróleo, gás e mineração. Essas empresas incluem a Empresa Moçambicana de Exploração Mineira (EMEM), a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH) e as suas subsidiárias, tais como a Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos (CMH) e a Companhia Moçambicana do Gasoduto (CMG).

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

As regras relacionadas à participação estatal nos sectores de petróleo, gás e mineração são complexas, e as regras que governam esses sectores também não são simples. Além disso, existem definições diferentes de empresas estatais e públicas nas várias leis que regulam esse assunto. O Governo de Moçambique tem envidado esforços para enfrentar este desafio, tendo aprovado recentemente uma nova lei para esclarecer as regras que regulam o Sector Empresarial do Estado (Lei n.º 3/2018). O Governo tem adicionalmente assumido compromissos com o objectivo de elevar a transparência no país.

É nesta perspectiva, que a ITIE lançou um estudo para identificar elementos para o fortalecimento de divulgação do SEE no sector extractivo. O presente relatório apresenta os resultados deste estudo.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

2. Objectivos e Metodologia do Estudo

2.1. Objectivos

O presente estudo visa apoiar a ITIE de Moçambique na recolha e análise de dados referentes a participação estatal na indústria extractiva e o papel do Sector Empresarial do Estado, sob o contexto dos Requisitos (2.6, 4.2, 4.5 e 6.2) do Padrão da ITIE 2019.

2.2. Metodologia

A metodologia do estudo seguiu a orientação dos termos de referência, que consistiu, além da revisão da literatura, proceder a recolha de dados relativos às empresas públicas e instituições afins nomeadamente: (i) Instituto de Gestão das Participações do Estado (IGEPE); (ii) Instituto Nacional de Minas (INAMI); (iii) Instituto Nacional de Petróleo (INP); (iv) Empresa Moçambicana de Exploração Mineira (EMEM); (v) Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH) e suas subsidiárias CMH, CMG; (vi) Direcção Nacional do Tesouro (DNT); (vii) Ministério dos Recursos Minerais e Energia (MIREME); e o (viii) Ministério da Economia e Finanças.

Houve também reuniões com representantes do Sector Empresarial do Estado e algumas instituições, para melhor compreender o funcionamento e a cadeia de valor na indústria extrativa.

O estudo foi realizado na cidade de Maputo, onde se encontram localizadas as instituições do Sector Empresarial do Estado na indústria extractiva.

2.3. Breve descrição do Padrão da ITIE 2019

O padrão da ITIE estabelece requisitos que devem ser seguidos por todos os países implementadores desta iniciativa.

O padrão traz importantes mudanças ao incluir, pela primeira vez, um conjunto de expectativas para as empresas que apoiam a ITIE e disposições sobre impactos ambientais, sociais e de gênero. Além disso, com relação a aspectos fiscais e legais, dados sobre vendas de *commodities* que antes não eram publicados passarão agora a ser divulgados e novos contratos serão publicados a partir de 2021.

Estes requisitos foram criados tomando em consideração a cadeia de valor da indústria extractiva.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Figura 1: Dimensões exigidas pelo Padrão 2019 para o Relatório ITIE

Conforme o Padrão 2019, os requisitos a seguir, correspondem às cinco dimensões da cadeia de valor do Padrão da Industria extractiva.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

3. Indústria Extractiva em Moçambique

Perfil de Moçambique

Moçambique faz fronteira com a Tanzânia, Malawi, Zâmbia, Zimbabué, África do Sul e Eswatini. O seu extenso litoral de 2.500 quilómetros ao longo do Oceano Índico está virado a nascente para Madagáscar.

Cerca de dois terços da sua população de mais de 29 milhões (2018) vive e trabalha nas zonas rurais. O país possui solo arável, água e energia em grande quantidade, bem como recursos minerais e gás natural ao longo da costa; três portos marítimos de águas profundas; e uma potencial reserva relativamente elevada de mão-de-obra. Também possui uma localização estratégica: quatro dos seis países com quem faz fronteira são interiores e, consequentemente, dependentes de Moçambique para acederem aos mercados globais. Os fortes laços de Moçambique com o motor económico da região, a África do Sul, salientam a importância do seu desenvolvimento económico, político e social para a estabilidade e crescimento da África Austral como um todo.

Figura 2: Perfil de Moçambique

Área: 799.380 Km²

Clima: Tropical Húmido

População (2020): 30.066.648 Habitantes

Esperança Média de Vida: 59.31

PIB Per Capita USD 2019: 522

Principais Exportações: Carvão Mineral, Barras de alumínio, Energia Eléctrica, Areias Pesadas, Gás Natural, Tabaco, Rubis (safiras e esmeraldas), Cabos de alumínio e Açúcar.

Fonte: INE, BM

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

3.1. Enquadramento Macroeconómico

Evolução dos Indicadores Macroeconómicos

Dados do Instituto Nacional de Estatística (INE) indicam que os últimos exercícios económicos (2016 a 2019) foram marcados por uma conjuntura económica e social adversa em resultado do efeito da crise económica e financeira registada no país, que materializou-se na desvalorização do Metical e no aumento significativo do nível geral dos preços de produtos de primeira necessidade.

A desaceleração da actividade económica traduziu o menor dinamismo da indústria extractiva, da agricultura e da indústria transformadora. Os choques climatéricos que se registaram no quarto trimestre de 2018 (chuvas severas na zona norte e seca na zona sul do país), a queda dos preços dos principais produtos exportados e a fraca procura interna foram os principais factores que condicionaram o desempenho da actividade económica.

A contrariar a tendência de desaceleração da actividade económica destaca-se a aceleração do crescimento dos sectores dos transportes e comunicações fruto dos investimentos feitos no ramo de transportes de passageiros e nos serviços de comunicações, seguido pelos ramos dos serviços financeiros, hotelaria e restauração, comércio e serviços, mas ainda assim, abaixo da média de desempenho dos últimos cinco anos.

A desaceleração dos níveis de inflação é consentânea com as medidas que vem sendo implementadas pelo Governo, no sector monetário e cambial, as quais visam restaurar a estabilidade de preços e aumentar as reservas internacionais para cobrir as importações e reduzir as pressões inflacionárias.

Tabela 1: Evolução dos Indicadores Macroeconómicos (2016-2019)

Indicadores Macroeconómicos	2016	2017	2018	2019
PIB nominal (Milhões MT)	689.213	807.873	887.806	965.382
Taxa de Crescimento real (%)	3,8	3,7	3.4	2,2
Taxa de Inflação média anual (%)	19,9	15,1	3,5	2,8
Taxa de câmbio média anual (MZM/USD)	-	-	60,3	62,5
RIL (Meses de Cobertura de Importação)	3,6	7,3	6,3	6,9
Exportações (Milhões de USD)	3.328,2	4.725	5.197	4.718
Importações (Milhões de USD)	-	-	61.619	6.799
Saldo da Conta Corrente	-	-	-30.60%	-20%
Investimento Directo Estrangeiro (Milhões de USD)	3.093,4	1.227,1	2.692	1.991
Saldo Primário	-	-	0,70%	-2,40%

Fonte: INE

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

A economia Moçambicana continua vulnerável aos choques naturais visto que o ano de 2019 foi influenciado pela desaceleração da actividade económica, a passagem no primeiro trimestre de três ciclones, nomeadamente Desmond, Idai e Kenneth, que afectaram as Zonas Centro e Norte do país.

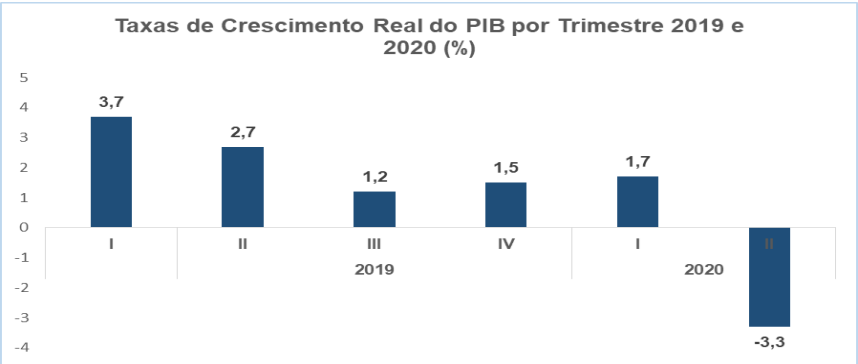
Conjuntura Macroeconómica Actual

A conjuntura macroeconómica continua adversa influenciada pela desaceleração da actividade económica e social causada pela pandemia da COVID-19, instabilidade militar nas zonas centro e norte, redução dos fluxos do Investimento Directo Estrangeiro, redução do volume de importações e exportações.

No entanto, espera-se uma recuperação gradual da actividade económica alicerçada pela melhoria da actividade dos sectores da Agricultura, Pesca, Turismo e Infraestruturas, onde permitirá a inclusão na força de trabalho de significativa camada da população em cerca de 70%, possibilitando desta forma uma rápida redução dos níveis de pobreza.

Dados divulgados pelo Instituto Nacional de Estatística (INE), indicam que no I e II trimestre a economia registou crescimentos em torno de 1,7% e -3,3%, respectivamente, o que representa um decréscimo de 2,0 e 5,6 p.p. comparativamente a igual período do ano transacto. A conjugação dos 2 trimestres, pressupõe uma média ponderada negativa do crescimento real da economia de 0,8%, no I Semestre de 2020, como ilustra o gráfico abaixo:

Gráfico 1: Taxas de Crescimento Real do PIB por Trimestre 2019



Fonte: INE, BM, MEF (2020)

O crescimento real negativo, reflecte os efeitos negativos da COVID-19 na actividade económica durante o segundo trimestre, sendo os sectores que foram mais afectados os de serviços de hotelaria e restauração (-35,8%), indústrias extractiva (-25,6%), comércio (-5,7%), indústria transformadora (-5,3%), transportes e comunicações (-4,7%).

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Este desempenho conjugado a fraca procura a nível global devido a continuidade da propagação da COVID-19 e a instabilidade verificada nas regiões Centro e Norte do País, levaram a uma revisão em baixa das perpectivas do crescimento económico inicialmente previstas para 2020.

Com efeito, a previsão para o ano de 2020, passa dos 2,2% previstos na Lei Orçamental, para 0,8%, o que significa um decréscimo de 1,4 p.p. face a projecção inicial.

Projecção dos principais indicadores Macroeconómicos

Dados do Instituto Nacional de Estatística (INE), indicam que as previsões actuais do PIB, apontam para uma retoma gradual do crescimento do Produto Interno Bruto real em 2,1%, em 2021. Porém, ainda vive-se num ambiente de muita incerteza devido a propagação da COVID-19.

No concernente ao Investimento Directo Estrangeiro (IDE) em Moçambique, a projecção para 2021 aponta para um fluxo líquido no montante de 1.909,3 milhões de USD, o que corresponde a um crescimento de 440,6 milhões de USD em relação à projecção de 2020. Contudo, o crescimento do IDE continua limitado, a reflectir de entre outros factores, os receios quanto à tomada da decisão final de investimento para a área de exploração de gás na Bacia do Rovuma.

Para 2021, a perspectiva é que a taxa de inflação se mantenha abaixo de 1 (um) dígito, em torno de 5,0%, a aceleração de 1 p.p. reflecte essencialmente, (i) o impacto da depreciação do Metical; (ii) a revisão em alta do preço de petróleo no mercado internacional; e (iii) a inflação observada em Julho de 2020, que se situou ligeiramente acima da anteriormente prevista.

Tabela 2: Projecção dos Indicadores Macroeconómicos (2019-2021)

Indicadores Macroeconómicos	2019	2020	2020	2020	2021
	REAL	PROP	INICIAL	PROJ	
PIB nominal (Milhões MT)	956.786,0	1.058.222,0	1.018.955,0	892.958,0	1.133.867,0
Taxa de Crescimento real (%)	2,3	4,0	2,2	0,8	2,1
Taxa de Inflação média anual (%)	2,8	5,0	6,6	4,0	5,0
Taxa de câmbio média anual (MZM/USD) *	62,6	62,0	66,6	69,0	69,0
Saldo da Conta Corrente	(3.024,50)	(3.959,80)	(3.763,70)	(3.029,0)	(4.380,7)
Saldo da Conta Corrente (% do PIB)	(0,20)	-	(0,25)	(23,4)	-26,70%

Fonte: INE, BM, MEF (2020)

A estimativa do crescimento económico para 2021, aponta para um nível de 2,1% que será influenciado pelo desempenho positivo dos sectores de Extracção Mineira (1,5%),

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Administração Pública (1,3%), Transportes e Comunicações (2,5%), Agricultura (4%) e Saúde e Acção Social (5,0%).

Tabela 3: Projecção do Produto Interno Bruto para 2021 (%)

#	Ramo de Actividade	2019	2020	2021
		REAL	LEI	Proj
3	Indústrias Extractivas	-3,7	1,5	1,5
5	Eletricidade e Gás	-1,1	1,5	3,7
10	Actividades Financeiras e Seguros	4	2	1,3
12	Administração pública, Defesa e Segurança Social	4,1	2	1,3
15	Taxa de Crescimento do PIB	2,3	2,2	2,1

Fonte: INE, MEF (2020)

3.2. Sector da Indústria Extractiva em Moçambique

Moçambique possui um vasto potencial e diversidade de recursos minerais e hidrocarbonetos, cujo conhecimento constitui o factor chave para assegurar a sua gestão e exploração sustentável, de modo a contribuir de melhor forma para o desenvolvimento do país.

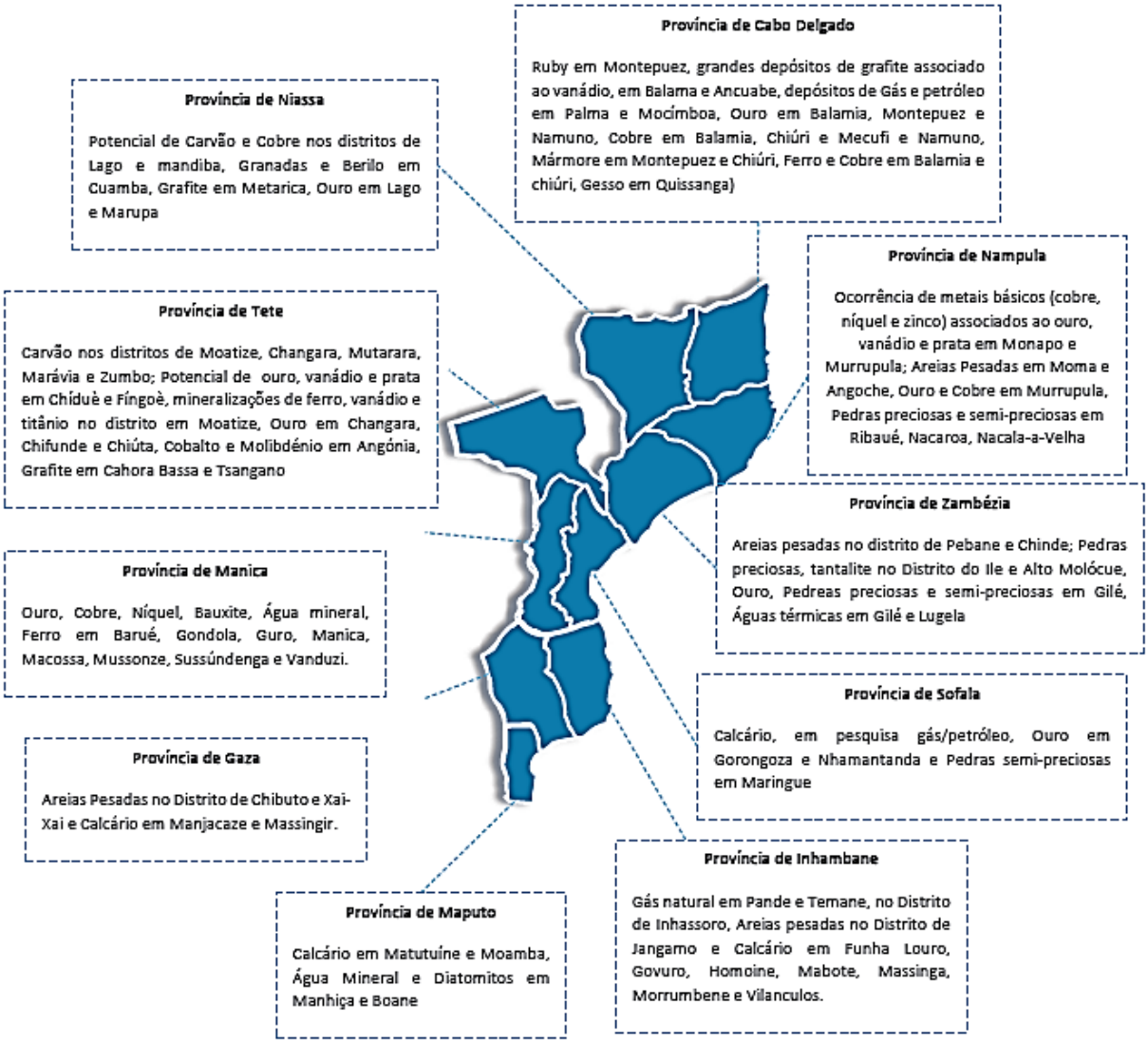
Este potencial compreende as reservas de carvão mineral, areias pesadas e outros minerais e metais básicos, como o ferro-vanádio, titânio, tantalite, turmalinas, bentonite, pegmatitos, mármores, bauxite, grafite, diamantes, ouro, pedras preciosas e semi-preciosas, fosfatos, calcário, entre outros, e mais recentemente as enormes reservas de gás natural descobertas na Bacia do Rovuma *offshore* que podem tornar Moçambique em um dos maiores produtores e exportadores do mundo, as quais se vem juntar as reservas de gás da Bacia de Moçambique.

Os debates sobre a indústria extractiva em Moçambique centram-se em volta de actividades industriais exercidas por corporações multinacionais. Na literatura, é consensual que a indústria extractiva vem crescendo de forma galopante desde os anos 2000. Este ano marcou a celebração do contrato de partilha de produção entre Governo de Moçambique, a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos de Moçambique, Empresa Pública (ENH) e a Sasol Petroleum Mozambique Limitada (SASOL).

Dos recursos minerais existentes no país se destaca o carvão, ouro, cobre, ferro, bauxite e areias pesadas. Por sua vez, dos recursos hidrocarbonetos se destaca o gás. Abaixo se destaca o mapa com a distribuição dos recursos pelo território moçambicano:

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Figura 3: Distribuição dos Recursos minerais



Fonte: INAMI

3.2.1. Área Mineira

A exploração mineira em Moçambique remonta ao período pré-colonial em que Moçambique era um território reservado à exploração dos recursos naturais. No início do segundo milénio foram criadas várias Zonas Francas Industriais e Zonas Económicas Especiais no país, com destaque para a Zona Franca Industrial de Moma, onde se encontra a operar o Projecto de Areias Pesadas de Moma da Kenmare; e a Zona Franca Industrial de Moatize onde foram instalados os mega-projectos de exploração de carvão mineral (a Companhia do Vale do Rio Doce designada por Vale de Moçambique e a Riversdale Mining, designada Riversdale Moçambique). Estes mega-projectos apresentam impactos significativos na economia, no ambiente, na cultura e no campo social moçambicano.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Nos últimos anos, o país tem registado abertura de novas minas e desenvolvimento de novos projectos nesta área. Este registo advém do extenso trabalho realizado de cartografia geológica levado a cabo em todo o território nacional durante o período de 2002 a 2007 e ainda em curso.

A tabela abaixo apresenta a evolução da Produção Mineira no período de 2016 – 2019.

Tabela 4: Evolução da Produção Mineira

Produtos	U.M.	2016	2017	2018	2019
Minerais Metálicos					
Ouro	Kg	200,80	2.394,38	506,70	429,50
Tantalite	Ton	91.661,16	1.442.711,00	146.435,30	131.557,00
Ilmenite	Ton	1.339.330,00	1.326.944,00	1.283.075,50	1.442.711,00
Zircão	Ton	215.222,00	159.664,40	202.022,00	121.768,00
Rutilo	Ton	7.781,00	9.137,00	8.830,00	8.264,00
Minerais Não Metálicos					
Berilo	Ton	180,72	53,16	0,00	0,00
Grafite	Ton	0,00	72.439,00	106.773,00	113.803,00
Quartzo diverso	Ton	580,00	197.123,17	0,00	0,00
Bentonite Tratada	Ton	322,30	0,00	0,00	77.734,40
Diatomite	Ton	130,50	178,80	60.890,30	72.439,00
Calcário	Ton	728.430,97	2.808.103,28	1.052.912,40	915.199,80
Areias para Construção	M^3	1.632.657,54	4.536.033,25	2.648.715,40	3.525.856,00
Argila	Ton	336.415,18	171.211,18	476.990,30	1.833.682,00
Bauxite	Ton	1.450,79	4.262,00	9.911,70	8.024,30
Pedra para construção (brita)	M^3	1.270.051,16	2.961.388,00	2.902.762,00	4.295.703,50
Pedras Preciosas e Semi Preciosas					
Turmalinas	Kg	75,60	0,00	2,40	4,50
Turmalinas refugo	Kg	11.059,20	190.887.439,08	6.262,90	4.262,00
Granada Facetável	Kg	33.804,60	33.804,60	0,00	0,00
Granada Refugo	Kg	91.273,20	0,00	153.864,00	128.738,00
Águas Marinhas	Kg	10,04	-	-	-
Águas marinhas Refugo	Kg	332,80	-	8,50	8,00
Rubí	Ct	8.160.080,00	5.502.800,00	2.963.687,50	2.260.691,80
Minerais Combustíveis					
Carvão (Coque)	Ton	3.972.122,00	7.385.930,00	8.355.292,40	5.356.390,00
Carvão (Queima)	Ton	2.214.199,00	4.391.833,00	6.891.201,00	4.983.145,50

Fonte: MIREME

Relativamente aos Minerais Metálicos, a produção situou-se em 1.704.729,5 toneladas em 2019. Em comparação com o ano anterior, a produção aumentou em 4%, com destaque para a produção de 1.442.711.0 toneladas de Ilmenite.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

No que se refere às outras indústrias extractivas, no geral, registou um desempenho positivo, como o caso dos Minerais combustíveis que registaram o seu pico de produção em 2018 tendo atingido 15.246.493,4 toneladas. Estes níveis de produção resultam do aumento preços no mercado internacional e reinício de produção de algumas unidades.

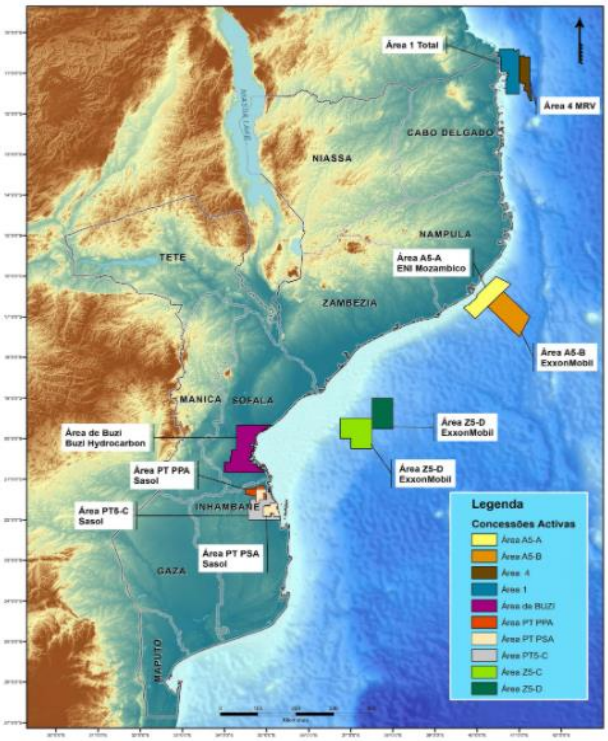
3.2.2. Área de Hidrocarbonetos

A pesquisa de hidrocarbonetos em Moçambique data dos primórdios dos anos 1900 com a descoberta de bacias sedimentares bastante espessas na parte continental de Moçambique. A partir do ano 1948 diversas empresas estrangeiras iniciaram trabalhos de pesquisa de hidrocarbonetos com maior incidência nas áreas *onshore*. Como resultado desta pesquisa, foi a descoberta do campo de Gás de Pande em 1961, seguido pelas descobertas de Búzi (1962) e a descoberta do campo de Temane (1967). Devido à instabilidade política que o país atravessou após a sua independência observou-se uma redução das actividades de pesquisa até os princípios da década 90.

As principais bacias sedimentares, as bacias de Moçambique e do Rovuma estão localizadas ao longo da costa; por conseguinte, a maior parte da exploração decorre na zona costeira e *offshore*. A Bacia de Moçambique estende-se ao longo da planície costeira das zonas central e sul de Moçambique, enquanto a Bacia do Rovuma se situa na região norte do país, a partir da zona costeira para as águas profundas *offshore*. Actualmente existem 10 áreas de exploração nestas duas bacias, e a ENH participa nestas actividades em parceria com outras operadoras internacionais. O mapa abaixo mostra as ocorrências geográficas das concessões:

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Figura 4: Mapa de concessões Activas na área de pesquisa e produção de Hidrocarbonetos



Fonte: INP

A tabela abaixo apresenta a evolução da Produção de Hidrocarbonetos (Gás Natural e Gás Condensado) no período em análise.

Tabela 5: Evolução da Produção de Hidrocarbonetos

Hidrocarbonetos	U.M.	2016	2017	2018	2019
Gás Natural	Gj	194.225.468,80	192.602.304,29	192.468.156,45	190.887.439,00
Condensado	bbl	477.089,68	408.666,26	379.406,61	328.923,00

Fonte: MIREME

De acordo com o Instituto Nacional de Petróleo (INP), Moçambique conta apenas com uma empresa na fase de produção de gás, que é a SPT. Neste sentido, o volume total de gás produzido pela SPT no ano de 2019 ascendeu a 190.887.439,08 GJ. O gás condensado teve um decréscimo de 13% no período de 2018 a 2019.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

4. Quadro Legal e Regulatório

Moçambique é um país em franco crescimento, para o qual tem contribuído consideravelmente na dinâmica do sector extractivo, dado o elevado potencial nas áreas de minas e hidrocarbonetos.

O crescimento da indústria extractiva pressionou o País a rever, aprimorar e elaborar instrumentos reguladores como leis, resoluções, decretos, diplomas ministeriais, políticas, estratégias e planos directores. Estes instrumentos têm por objectivo acompanhar a dinâmica dos desenvolvimentos da indústria extractiva, de modo a atrair mais investimentos para o sector, assegurar a competitividade, a transparência e protecção dos titulares de concessões mineiras e de áreas para exploração de hidrocarbonetos e, sobretudo, salvaguardar o interesse nacional e benefícios das comunidades.

No âmbito das relações financeiras entre o Estado e o SEE, destacam-se:

Tabela 6: Enquadramento legislativo das relações financeiras entre o Estado e o SEE

Tipo de instrumento legal	Escopo	Relevância
Lei n.º 3/2018, de 19 de junho, que estabelece os princípios e regras aplicáveis ao Setor Empresarial do Estado.	Esta Lei se aplica a todo o setor empresarial do Estado, doravante denominado SEE. O Sector Empresarial do Estado é constituído pelo conjunto de unidades produtivas e comerciais do Estado, organizadas e geridas de forma empresarial, compreendendo empresas públicas e empresas detidas exclusivamente ou maioritariamente pelo Estado.	Regras e procedimentos de auditoria para o setor empresarial estatal; Participação do Estado na Indústria Extrativa, especificamente as práticas atuais que regem as relações financeiras entre o Estado e as estatais da indústria extrativa. As regras e práticas que regem as transferências de recursos financeiros entre o governo e as empresas, lucros retidos, dividendos, subsídios operacionais, reinvestimentos e financiamento por terceiros. Estrutura de propriedade incluindo o grau de responsabilidade do Estado e da estatal para cobrir despesas em vários projetos ciclos. (Capital integralizado, patrimônio líquido e juros transportados, patrimônio líquido livre). Determinar a existência de despesas parafiscais e, se for o caso, descrevê-las e

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

		dar uma definição clara, de acordo com a definição do Manual de Transparência Fiscal do FMI e do Requisito 6.2.
Decreto-Lei n.º 10/2019, de 26 de Fevereiro, Regulamento da Lei do Sector Empresarial do Estado	Estabelece as normas que visam assegurar a implementação da Lei n.º 3/2018, de 19 de Junho, que estabelece os princípios e regras aplicáveis ao Sector Empresarial do Estado.	As regras e práticas que regem as transferências de recursos financeiros entre o governo e as empresas, lucros acumulados, dividendos, subsídios operacionais, reinvestimentos e financiamentos por terceiros; Determinar a existência de despesas parafiscais e, se for o caso, descrevê-las e dar uma definição clara, de acordo com a definição do Manual de Transparência Fiscal do FMI e do Requisito 6.2.
Decreto n.º 77/2017, de 28 de dezembro - Aprova os procedimentos de emissão e gestão de dívida pública e garantias pelo Estado; Decreto nº 102/2019, de 31 de dezembro - Produto para emissão de Garantia Financeira limitado ao valor máximo de USD 2.250.000.000,00 (dois mil duzentos e cinquenta milhões de dólares norte-americanos), para permitir a cobertura da quota-parte de risco inerente à participação de Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, EP (ENH) no financiamento a conceder pelos financiadores ao Projecto Gás Natural	Aprovação dos procedimentos relativos à emissão e gestão da dívida pública e garantias do Estado. Nos termos do referido Decreto, o Governo prestará, trimestralmente, através dos Relatórios de Execução Orçamental (REO), informação à Assembleia da República sobre a dívida contraída, avais e fianças prestados. De acordo com o artigo 3º deste Decreto, a mobilização de financiamentos que implique a contratação de dívida pública carece de mandato do Ministro que superintende a área das Finanças.	Quadro regulamentar para a emissão de empréstimos e garantias de empréstimos por parte do Governo e do SEE para as empresas de mineração, petróleo e gás que operam no país.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Liquefeito Golfinho / Atum, no Bloco do Rovuma.		
Diploma Ministerial nº 173/2014, de 10 de outubro: Designa a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH), como a entidade que, no âmbito do pagamento em espécie do imposto sobre a produção de petróleo, deve receber o gás entregue pelo produtor a título de imposto sobre a produção, gerir e administrar o gás resultante do imposto sobre a produção de petróleo pago em espécie pelas concessionárias.	Designa a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH), como entidade que, no âmbito do pagamento em espécie do imposto sobre a produção de petróleo, deve receber o gás entregue pelo produtor a título de imposto sobre a produção, efectuar a gestão e administração do gás natural resultante do imposto sobre a produção do petróleo pago em espécie pelas concessionárias.	Designação da ENH à gestão e administração do gás natural referente a parcela em espécie paga a titulo de imposto sobre a produção do petróleo, que inclui a monetização do gás natural, cujos contractos de compra e venda são celebrados pela ENH sendo sujeitos a autorização do Ministro que superintende a área de petróleos, devendo ser entregue ao Tesouro Público o valor, em dinheiro do imposto pago, pela quantidade de gás recebido do produtor, ao preço de mercado a data do recebimento.

Fonte: IGEPE

O Sector Empresarial Estatal (SEE) desempenha um papel importante na economia moçambicana. É constituído por um conjunto de unidades produtivas e comerciais do Estado, organizadas e geridas de forma empresarial, integrando empresas públicas e empresas detidas exclusiva ou maioritariamente pelo Estado.

Nos últimos tempos, foram produzidos diversos atos legislativos relativos ao Setor das Empresas Estatais, a Lei das Sociedades Públicas (Lei n.º 6/2012, de 8 de fevereiro, revogada pelo atual regime jurídico da Estatal em vigor), que foi de suma importância na medida em que esta lei permitiu adaptar o regime jurídico das empresas públicas aos requisitos e prioridades que o Estado enfrenta em termos de gestão do setor empresarial.

Atendendo não só à importância da empresa estatal no contexto do funcionamento da economia e na oferta aos cidadãos de um importante conjunto de bens e serviços essenciais, mas também às especificidades de transparência, rigor e respeito pelas regras de concorrência associadas à participação pública no capital, a estatal possui regime

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

jurídico próprio, integrado na Lei nº. 3/2018, de 19 de junho, que estabelece os princípios e regras aplicáveis ao Setor Empresarial do Estado e pelo Decreto nº. 10/2019, de 26 de fevereiro, que aprova o regulamento da Lei n.º 3/2018, de 19 de junho.

A partir do trabalho realizado pela nossa equipe, constatou-se que, de maneira geral, a legislação está sendo integralmente cumprida pelas empresas do Sector Empresarial do Estado.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

5. Participação Estatal (REQUISITO 2.6)

O Estado Moçambicano participa na indústria extractiva através de três veículos, e estes asseguram que o Estado moçambicano se beneficie da indústria extractiva:

- Entidades públicas;
- As entidades do Estado presentes na indústria extractiva como "Empresas Públicas (EP) ";
- As entidades do Estado presentes na indústria extractiva como "Sociedades Anónimas (SA) ".

A tabela abaixo apresenta um resumo do quadro institucional da participação do Estado na indústria extractiva, as entidades e a função desempenhada por estas.

Tabela 7: Participação do Estado na Indústria Extractiva

Entidades	Competências
Ministério dos Recursos Minerais (MIREME)	Estabelecer as principais directrizes da política da indústria em alusão e actua na negociação dos termos específicos dos contratos com as concessionárias.
Ministério da Terra e Ambiente (MTA)	Estabelecer e implementar normas e procedimentos para licenciamento ambiental de projectos de desenvolvimento e para o maneio, proteção, conservação, fiscalização e monitoria do uso de recursos naturais.
Ministério do Mar, Águas Interiores e Pescas (MMAIP)	Coordenar a fiscalização das actividades de aproveitamento económico dos recursos naturais vivos e não vivos, a investigação, os estudos sísmicos e demais actividades relacionadas com a utilização do mar e águas interiores.
Ministério da Economia e Finanças (MEF)	Através da Autoridade Tributária (AT) e da Direcção Nacional Tesouro (DNT), compete cobrar impostos, fiscalizar e receber todos os valores devidos ao Estado moçambicano bem como receber os valores da venda do gás *royalty*. No caso dos impostos específicos, em particular no sector de petróleo e gás, este trabalho ocorre em cooperação com o INP, que é a instituição responsável pela monitoria da produção.
Instituto Nacional de Gestão das Participações do Estado (IGEPE)	Administrar e dirigir os negócios do Estado junto às empresas públicas e participadas pelo Estado com o objectivo de reforçar a capacidade de intervenção na gestão do sector empresarial do Estado.
Instituto Nacional de Petróleo (INP)	Regular e fiscalizar a actividade de pesquisa, produção e transporte de petróleo, bem como a elaboração de políticas de desenvolvimento e normas respeitantes às operações petrolíferas e a gestão da Base de

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Entidades	Competências
	Dados Nacional de Petróleos.
Instituto Nacional de Minas (INAMI)	Regular a actividade mineira no País, responsável pela gestão do processo de licenciamento para a outorga de direitos de uso e aproveitamento dos recursos minerais, bem como pela actualização do respectivo cadastro.
Agência Nacional para o Controlo da Qualidade Ambiental (AQUA)	Proceder auditorias e controlo ambiental; proceder pesquisa e investigação ambiental e; proceder à fiscalização ambiental, nos domínios da terra, florestas, ordenamento territorial e do ambiente.
Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH)	Responsável pela pesquisa, prospecção, produção e comercialização de produtos petrolíferos e representar o Estado nas operações petrolíferas.
Empresa Moçambicana de Exploração Mineira (EMEM)	Representar comercialmente o Estado no sector mineiro, com o objectivo de efectuar exploração geológico mineira, produção e comercialização de produtos minerais, realização de prospecção e pesquisa de recursos minerais, desenvolvimento de projectos mineiros em parceria com outras empresas nacionais ou estrangeiras.

Fonte: TA (Adaptado)

Para fins do estudo, uma empresa estatal é definida como uma empresa cuja propriedade integral ou parcial é do Estado e que está envolvida em actividades extractivas em nome do Governo. As definições de empresa estatal existentes em leis nacionais e estruturas governamentais são discutidas abaixo.

A Lei n.º 2/81, de 30 de Setembro, estabeleceu as regras de organização e funcionamento das empresas estatais. Segundo a mesma Lei, no artigo 1 (definição) refere que “são empresas estatais as unidades socioeconómicas, propriedade do Estado que as cria, dirige e afecta os recursos materiais, financeiros e humanos adequados à aplicação do seu processo de reprodução no cumprimento do plano, no sentido de consolidar e aumentar um sector estatal que domine e determine a economia nacional”. A denominação das empresas estatais devia ser precedida ou seguida das letras “E.E.”, abreviatura de Empresa Estatal.

De acordo com o preâmbulo da Lei 17/91, de 3 de Agosto, que revoga a Lei retro mencionada, por força do circunstancialismo económico-financeiro na época, designadamente, o Programa de Reabilitação Económica, mostrou-se necessário alterar o regime jurídico das empresas estatais dado estar ultrapassado. Deste modo, defendia-se a introdução de novos mecanismos jurídicos no sentido de garantir uma maior eficiência e rentabilidade do sector empresarial público. Simultaneamente, aproveitou-se a oportunidade para alterar a designação de empresa estatal para uma nova denominação que, para além

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

do aspecto meramente formal, acarretava uma profunda alteração na gestão das empresas doptadas de capital do Estado.

Esta lei autorizava o Conselho de Ministros a determinar, no prazo de 90 dias após a publicação da mesma, a transformação de empresas estatais para empresas públicas, ou seja, as empresas estatais deixavam assim, de assumir esta designação, passando também, a adoptar uma nova definição e um novo modelo de funcionamento e organização dentro do contexto de empresas públicas.

Com a Lei 17/91, as empresas públicas passaram a ser definidas como sendo aquelas criadas pelo Estado, com capitais próprios ou fornecidos por outras entidades públicas, que realizam a sua actividade no quadro dos objectivos socio-económicos do mesmo, sendo que, esta denominação devia ser seguida das palavras “Empresa Pública” ou das iniciais “E.P.”, conforme o n.º 2 do artigo 5 da mesma Lei.

A Lei 17/91 vigorou até 2012, tendo sido revogada pela Lei n.º 6/2012, de 8 de Fevereiro, que aprova a Lei das Empresas Públicas. A Lei n.º 6/2012 manteve a definição de Empresas Públicas trazida pela Lei 17/91, no entanto, com a entrada em vigor da Lei n.º 3/2018, esta apresenta no seu capítulo IV, artigo 36 a nova definição de empresa pública - “Empresa pública é a entidade detida exclusivamente pelo Estado”. Esta Lei aborda as demais formas de participação do Estado, como a participação maioritária e minoritária, comparativamente a legislação anterior.

Para os propósitos da implementação da ITIE, o Padrão ITIE 2019 define empresas estatais (EE) como sendo aquelas que são controladas integral ou maioritariamente pelo Estado que participem de actividades extractivas em nome do próprio Estado. Esta definição, mostra-se abrangente, na medida em que, engloba a definição das empresas públicas e empresas participadas maioritariamente pelo Estado de acordo com o actual regime jurídico do SEE.

De acordo com a Lei n.º 21/2014, de 18 de Agosto, Lei de Petróleos, no artigo 20, sobre a participação do Estado, diz que “o Estado reserva-se ao direito de participar nas operações petrolíferas em que estiver qualquer pessoa jurídica. A participação do Estado deve ocorrer em qualquer fase das operações petrolíferas, nos termos e condições a serem estabelecidos por contratos e o Estado deve promover de forma progressiva a elevação da sua participação nos empreendimentos de petróleo e gás”.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

5.1. Sector Empresarial do Estado na Indústria Extractiva

5.1.1. Área Mineira

A Lei de Minas estabelece o princípio geral de que a expropriação de bens e de direitos de propriedade privada no âmbito do título mineiro só pode ocorrer excepcionalmente e com fundamentação por razões de interesse público justificado e a parte expropriada terá sempre o direito de receber uma compensação justa, nos termos do artigo 66 da Lei n. º 20/2014[1].

O direito do Estado moçambicano de participar em projectos de mineração é estabelecido por lei que indica que "para a concessão de direitos de exploração sobre os recursos naturais, o Estado se reserva o direito de negociar uma participação gratuita de pelo menos 5 porcento do capital social durante qualquer fase do projecto" conforme a Lei n.º 15/2011, de 10 de Agosto e o Decreto n.º 16/2012, de 4 de Julho. De igual modo, a lei estabelece também uma obrigação das empresas mineiras estrangeiras de ter uma parceria com empresas locais (Lei 20/2014, artigo 24).

A Lei de Minas estabelece a participação do estado por via de um contrato mineiro que é celebrado entre o governo e o titular de direitos mineiros, em particular nos projectos de prospecção e pesquisa e nas concessões mineiras. O contrato mineiro estipula ainda: a necessidade de inclusão de conteúdo local mínimo; emprego local e plano de formação técnico-profissional; incentivo para a adição de valor dos minérios; acções a serem realizadas pelo titular no âmbito da responsabilidade social; memorando de entendimento entre o governo, a empresa e a (s) comunidade (s); mecanismos de resolução de litígios, incluindo disposições relativas a resolução do litigioso por arbitragem conforme o artigo 8 da Lei n.º 20/2014.

O principal veículo da participação do Estado na área mineira é a Empresa Moçambicana de Exploração Mineira (EMEM), que foi estabelecida por Decreto n.º 29/2009, de 29 de Junho, como instrumento de política económica de mineração. A EMEM tem o mandato de impulsionar o processo de participação do estado nas receitas da actividade mineira, promover uma maior inclusão de conteúdo local, desenvolver iniciativas com o objectivo de criar capacidade para o processamento local desses recursos, gerando valor acrescentado/receitas e, assim, impulsionar o processo de industrialização do país.

[1] Lei das Parcerias Público-Privadas, de projectos de grande dimensão e de concessões empresariais

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

A EMEM também está envolvida directamente na actividade mineira, possuindo, para o efeito, algumas licenças mineiras. A EMEM tem o papel de promover a comercialização dos mais diversos minerais, como: carvão, ouro, gemas e materiais de construção através de canais integrados, como mostra a tabela abaixo:

Tabela 8: Principais áreas de Negócios da EMEM

Área de Negócio	Descrição
Gestão de Participações e Investimentos	Assegurar a participação activa do estado moçambicano nos empreendimentos mineiros, bem como estimular o crescimento da indústria extractiva nacional.
Pesquisa Geológica nacional	Criar capital mineiro através da identificação e avaliação de depósitos mineiros.
Logística e serviços Mineiros	Desenvolver soluções eficientes e integradas para a logística mineira.
Comercialização de produtos mineiros	Promover a aquisição dos minerais produzidos em território nacional para o consumo internos e exploração.

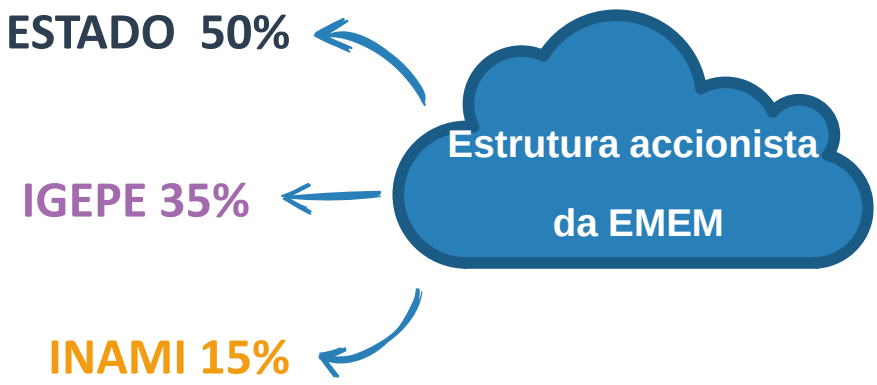
Fonte: EMEM

Estrutura accionista da EMEM

A área de mineração adoptou uma estrutura diferente da área de hidrocarbonetos, na medida em que o representante do Estado foi criado diretamente como sociedade anónima e não pública, para alavancar a flexibilidade de operar comercialmente.

A estrutura de participação na EMEM é maioritariamente detida pelo Estado (50%) e o representante do Estado é IGEPE, seguida do IGEPE (35%) e INAMI (15%), que são todas instituições públicas. O INAMI, sendo o regulador, em princípio, não deveria participar na EMEM, porque pode gerar conflitos de interesses com a sua função reguladora, como ilustra o gráfico abaixo:

Figura 5: Estrutura accionista da EMEM



Fonte: EMEM

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

O Estado como accionista a sua obrigação restringe-se no que está plasmado no código comercial moçambicano. Neste sentido, a EMEM não beneficia de orçamento para exploração, pelo que havendo necessidade para implementação de projectos da EMEM estes devem ser financiado com recursos próprios ou empréstimos. Segunda as informações dadas pela EMEM em relação aos empréstimos e tendo em conta o sector onde a empresa opera, esta encontra dificuldade na medida em que a banca nacional não financia actividades de pesquisa, o que limita a capacidade da empresa expandir.

Em 2014 houve aumento do capital social, premissa aceite pelos accionistas na altura com vista alavancar algumas actividades da empresa e por esta via a empresa criar activos produtivos capazes de gerar *cash-flow*. Do aumento do capital social subscrito, apenas 15% da participação do INAMI é que foi realizado, enquanto do estado e do IGEPE não foi, o que limita a implementação de alguns projectos.

Subsidiárias e participações da EMEM

Adicionalmente, a EMEM indicou os projectos em que participa, os quais foram listados na tabela abaixo, com a indicação do seu grau de participação:

Tabela 9: Subsidiárias e Participadas da EMEM, SA

Subsidiárias e Participadas				
#	Empresa	Participação	Mineral	Situação da Empresa/Projecto
1	Vale Moçambique	5%	Carvão	Operacional
2	Minas de Moatize (MML)	5%	Carvão	Em Recuperação Judicial
3	Grafites de Ancuabe	10%	Grafite	Operacional
4	Twigg Mining Exploration and Mining	5%	Grafite	Operacional
5	Marsar Dimensional Stones, S.A	49%	Mármore	Não operacional
6	Mozacimentos	25%	Cimento	Não operacional
7	Dingsheng Minerals, S.A	10%	Áreas Pesadas	Não operacional
8	Emgemas	51%	Pedras Preciosas	Não operacional
9	Intergemas, Sa[2]	50%	Comercialização de Gemas e Pedras preciosas	Não operacional
10	Empresa Moçambicana De Gemas e Pedras Preciosas, S.A	40%	Comercialização de Gemas e Pedras preciosas	Não operacional
11	Emem Logística	100%	Logística Mineira	Em operacionalização
12	Midwest Resources	5%	Carvão	Não operacional
13	Icvl	5%	Carvão	Operacional
14	Jindal	5%	Carvão	Operacional
15	Midwest Mine	10%	Carvão	Não operacional

[2] *Joint Venture*

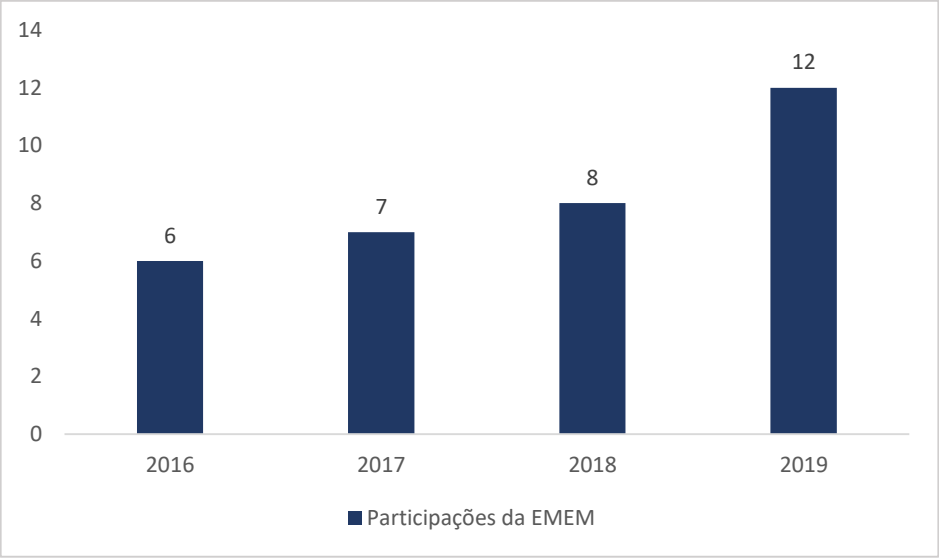
PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Subsidiárias e Participadas				
#	Empresa	Participação	Mineral	Situação da Empresa/Projecto
16	NCONDEZI	15%	Carvão	Não operacional
17	ENRC	5%	Carvão	Não operacional
18	KENMARE MOMA	5%	Areias Pesadas	Operacional
19	PECD	5%	Pedreiras	Não operacional
20	TGM -Tete Gás Metano	66,6%	Distribuição de Gás	Não operacional
21	CBM -Tete New Energy-Gas	20%	Gás Metano	Não operacional

Fonte: EMEM, IGEPE

De acordo com o Relatório de Actividade e Gestão da EMEM para o período de 2016, a empresa detinha seis (6) participações[3] nomeadamente a Vale Moçambique, Minas de Changara, MozaCimentos, Kingho Mozambique Mining, Marsar Dimension Stones, Grafites de Ancuabe e uma subsidiária EMEM Logística, como ilustra o gráfico abaixo:

Gráfico 2: Evolução das participações da EMEM (2016 – 2019)



Fonte: EMEM (Relatórios de Actividade e Gestão)

Durante o período 2016 a 2019, houve registo de uma variação positiva de 100% em relação à quantidade de empresas participadas pelo Estado Moçambicano nos projectos mineiros, via EMEM, SA, ou seja de um total de 6 em 2016, foram acrescidas 6 à carteira, somando no exercício de 2019, 12 empresas.

Divulgação das Demonstrações Financeiras

[3] Para o período de 2016 estavam em negociação a participação de cerca de 14 empresas

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Nos termos do artigo 29 da Lei do SEE, as empresas devem elaborar anualmente o relatório e contas do exercício, auditados e submeter a aprovação da assembleia Geral até 31 de Março de cada ano. O relatório e contas do exercício deve conter: Balanço e contas consolidados, sempre que aplicável; Relatório de actividades; Demonstração de fluxos de caixa; Demonstração de resultados; Demonstração das variações dos capitais próprios; As notas as demonstrações financeiros; Parecer do conselho fiscal; Relatório de gestão de risco; Relatório do auditor externo.

Após aprovação, o relatório e contas devem ser publicadas num dos jornais de maior circulação e/ou no *website* da empresa, até 30 (trinta) dias a contar da data de aprovação pela Assembleia Geral.

Neste sentido, de acordo com a informação disponibilizada pela EMEM, a publicação das suas contas auditadas, após a aprovação em sede de Assembleia Geral, é feita no *website*[4] e não nos jornais de maior circulação. Porém, aquando da elaboração do relatório, a equipe de consultores constatou que o *website* não se encontrava funcional.

Pagamento de Dividendos

Nos termos do artigo 12 da lei do Sector Empresarial do Estado, compete a assembleia Geral deliberar sobre a política de dividendo e sobre a aplicação de resultados de cada exercício económico.

Para o período em análise, a EMEM reportou que não recebeu dividendos de qualquer investimento e, por conseguinte, não pagou ao Estado. As empresas participadas têm registado prejuízos acumulados facto que remete a empresa repensar na estratégia da sua participação.

5.1.2. Área de Hidrocarbonetos

A área de hidrocarbonetos adoptou um modelo de participação no qual temos uma “empresa-mãe” constituída como "empresa pública", neste caso a ENH, que por sua vez criou várias subsidiárias e afiliadas tais como a Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos (CMH) e a Companhia Moçambicana de Gasoduto (CMG) que são sociedades anónimas (SA). Este modelo, permite que as responsabilidades sejam claramente definidas, tendo a sociedades anónimas uma maior flexibilidade financeira e

[4] www.emem.co.mz

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

operacional para poder ser listada na Bolsa de Valores e terem independência legal, o que permite ao Estado mitigar o risco de realizar diferentes operações na indústria extractiva.

Estas são sociedades anónimas, criadas para representar a ENH (o Estado) num projecto ou em qualquer fase específica de um projecto em que o Estado não possa ser directamente responsabilizado. Desta forma, a ENH pode-se concentrar em macros objectivos, como o desenvolvimento de mercado, produção de dividendos para o país e gestão efectiva do gás *royalty*.

I. Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P.

A Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P, também designada por ENH, é uma pessoa de natureza pública criada pelo Estado, dotada de personalidade jurídica, autonomia administrativa, financeira e patrimonial.

Em 1981 foi aprovada a Lei n.º 3/81, de 3 de Outubro, que outorgava à Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH) o monopólio da concessão dos direitos mineiros para uso, usufruto, gestão e disposição de Hidrocarbonetos. Por força desta lei, a ENH passou a ser a concessionária com direito a todas as áreas de pesquisa e produção de petróleo, no País, com competência para celebrar Acordos de Partilha de Produção (APP´s) com empresas estrangeiras (contratadas), visando a pesquisa e produção em áreas individualizadas.

Através desses acordos, as contratadas eram responsáveis pela pesquisa e desenvolvimento, a seu próprio risco e custo. Os custos eram recuperados com a produção de gás ou petróleo e o lucro era partilhado entre a ENH e a companhia contratada.

Em 1997, houve a transformação da ENH em Empresa Pública, através do Decreto n.º 39/97, de 12 de Dezembro, que lhe confere o papel de braço comercial do Governo Moçambicano no sector de Petróleos, tornando, assim, a ENH no equivalente, no contexto moçambicano, às conhecidas "*National Oil Companies*".

Em 2001, foi aprovada a Lei n.º 3/2001, de 21 de Fevereiro, que retirou à ENH a condição de concessionário único e introduziu um novo Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção (CCPP´s). O Governo, em 2004, aprovou o Decreto n.º 19/2004, de 2 de Junho, que regulamenta a Lei n.º 3/2001, retro mencionada, tendo estabelecido regras para os CCPP's e fixados os valores e formas de pagamento do Imposto Sobre a Produção do Petróleo. Já no quadro destas normas, em 2006, as empresas Anadarko Moçambique, Área 1, Lda. (AMA 1, Lda.) e ENI East África (ENI), que operam na Bacia do Rovuma, assinaram

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

com o Governo de Moçambique, individualmente, Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção.

A ENH tem como objecto principal a actividade petrolífera, nomeadamente a prospecção, pesquisa, desenvolvimento, produção, transporte, transmissão e comercialização de hidrocarbonetos e seus derivados, incluindo a importação, recepção, armazenamento, manuseamento, transito, exportação, transformação e refinação desses produtos.

A ENH é concessionária juntamente com outras entidades, de licenças atribuídas pelo MIREME para realizar actividades de pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo em áreas sujeitas à jurisdição da República de Moçambique em que a fase de exploração está em regime de *carried interest.*

No âmbito destas concessões foram celebrados diversos acordos de operações conjuntas e atribuídos interesses participativos entre os quais se referem os seguintes:

Tabela 10: Interesse participativo da ENH e Parceiros

Área de Concessão	% de participação da ENH	Parceiros	Fase das Operações
Rovuma - Área 1	15%	Total (26,5%) + Mitsui (20%) + BPRL (10%) + Oil India (10%) + ONGC Videsh (10%) + PTT (8,5%)	Desenvolvimento
Rovuma - Áreas 2 & 5	10%	STATOIL (90%)	Pesquisa
Rovuma - Área 4	10%	MRV (70%) + Galp (10%) + Kogas (10%)	Desenvolvimento
Rovuma - Áreas 3 & 6	10%	PETRONAS (90%)	Pesquisa
Rovuma *Onshore*	15%	Total (35,7%) + Cove Energy (10%) + MAUREL & PROM (24%) + WENTWORTH (15,3%)	Pesquisa
Blocos 16 & 19	15%	SASOL (50%) + PETRONAS (35%)	Pesquisa
Blocos de Buzi	25%	Buzi Hydrocarbons (75%)	Pesquisa
Bloco de Sofala	15%	SASOL (85%)	Pesquisa
Bloco da Área A	10%	SASOL (90%)	Pesquisa
Área 5-A	15%	Eni Mozambico S.p.A (34%) + SASOL (25,5%) + Qatar Petroleum (25,5%)	Pesquisa
Bloco PT5-C	30%	SASOL (70%)	Pesquisa
Área Z5-C	20%	Exxon Mobil (40%) + Rosnet (20%) + Qatar Petroleum (10%) + Eni (10%)	Pesquisa
Área Z5-D	20%	Exxon Mobil (40%) + Rosnet (20%) + Qatar Petroleum (10%) + Eni (10%)	Pesquisa
Área 5A-B	20%	Exxon Mobil (40%) + Rosnet (20%) + Qatar Petroleum (10%) + Eni (10%)	Pesquisa

Fonte: ENH, INP

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Tabela 11: Participação da ENH em projetos de gás - Estado

Projecto	Plano de Desenvolvimento	Fase	Investimento para Desenvolvimento de Projetos	Situação ENH - 2019	Fontes de financiamento da ENH
Anadarko - Moz LNG Area 1	Aprovado - 8/2/2018	Desenvolvimento	USD 15 bilhão	Participação financeira (15%) = USD 2.25 bilhão	Outras concessionárias de projeto
Exxon Mobil / MRV - Área 4 Mamba onshore	Submetido - Julho 2018[5] Aprovado - 06/13/2019	Pre-Desenvolvimento	USD 25 bilhão[6]	Transportar mais 10% do valor do investimento = USD 2.5 bilhão	Outras concessionárias de projeto
Eni – Área 4 Coral Sul FLNG / offshore	Aprovado e FID[7] Taken in 2017	Desenvolvimento	USD 7 bilhão	USD 700 milhões - em dívida (10% do investimento)	Outras concessionárias de projeto

Source: intellica (Adaptado)

Custos associados à participação

Para garantir a participação da ENH no projecto Moz LNG (Área 1) liderado pela Anadarko, o Governo de Moçambique teve de emitir uma garantia, incluída no Orçamento do Estado para 2019, no montante de 136,21 mil milhões de meticais (cerca de Usd 2,2 mil milhões). Da mesma forma, precisou de Usd 700 milhões para garantir a sua participação no projeto FLNG Coral Sul, montante que resultou do endividamento das concessionárias em 2017, e que deverá ser pago gradualmente13 no ano de início da produção do projeto.

Os valores acima representam a dívida da ENH. A esta dívida somam-se cerca de Usd 300 milhões relativos ao financiamento concedido à empresa por outras concessionárias para financiar despesas incorridas antes da aprovação do Plano de Desenvolvimento, conforme previsto no modelo de contrato de concessão para pesquisa e produção.

Dependendo do tipo de projeto, do envolvimento da ENH e da fase na cadeia de valor, a ENH criou diferentes entidades para garantir a participação comercial adequada do Estado. São empresas de veículos criadas para servir a ENH em seu propósito principal.

Abaixo, apresentamos a descrição de subsidiárias e afiliadas da ENH e suas atividades, de acordo com a lista fornecida pelo Grupo ENH.

Subsidiárias e afiliadas da ENH

[5] O Plano de Desenvolvimento da Exxon Mobil / MRV, apresentado em julho de 2018 ao Governo, foi devolvido às concessionárias por apresentar muitas lacunas e violar uma série de requisitos (ver detalhes em: http://opais.sapo.mz/dfi- no -natural-gas-government-backs-and-commits-deadlines).

[6] Projeções de investimento - http://opais.sapo.mz/gas-do-rovuma-vai-atrair-cerca-de-usd-60-bilioes.

[7] FID (sigla inglesa) - Decisão Final de Investimento.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

A CMH foi criada no ano 2000, com o objectivo de melhorar as actividades de petróleo e as operações de coordenação no campo do gás natural, Pende e Temane. Representa o Estado (ENH) nas actividades de gás a montante, a saber, exploração e produção A participação de 25% no investimento Pande -Temane estende-se ao capital participante, aos custos incorridos e às receitas recebidas.

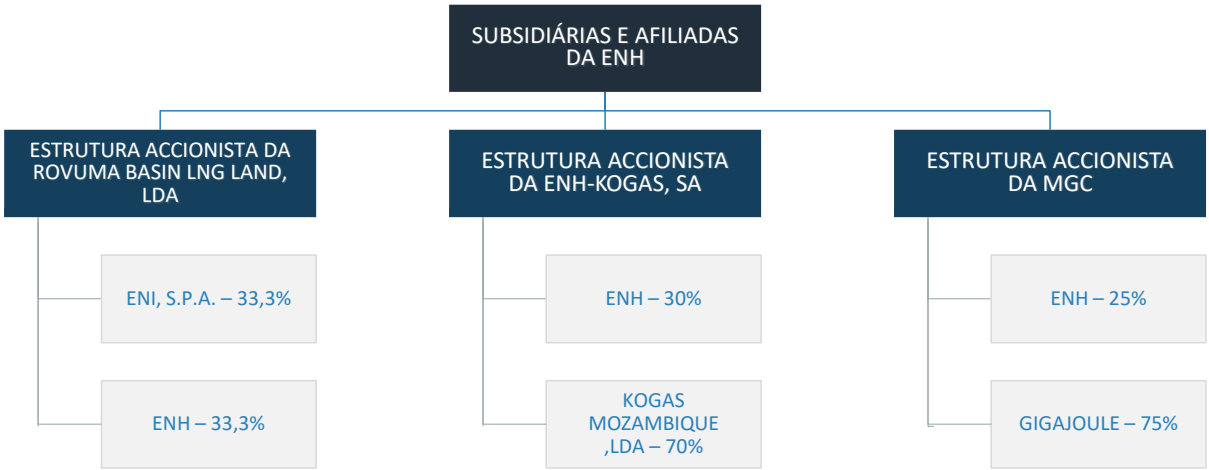
A CMG é um veículo de participação do Governo na componente do gasoduto de gás natural, através de uma participação de 25% na empresa ROMPCO (PTY) Limited que detém a exploração dos gasodutos. A CMG foi criada em 2002 com o objectivo de fornecer serviços de gás natural através de um gasoduto e desenvolver actividades relacionadas ou subsidiárias da sua actividade principal, bem como a prestação de serviços relacionados.

O PCD é o resultado da parceria entre os Portos e Caminhos-de-ferro de Moçambique (CFM) e a ENH, com 50% cada. A empresa foi criada para desenvolver e implementar infraestruturas para apoiar as operações de petróleo, incluindo concepção, construção, operações e gestão de terminais portuários especializados.
A seguir, apresentamos a estrutura das subsidiárias e afiliadas da ENH:

Figure 6: ENH's subsidiaries and affiliates

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Figure 7: ENH's subsidiaries and affiliates



Divulgação das Demonstrações Financeiras

A divulgação pública das demonstrações financeiras auditadas da ENH, de acordo com as informações colhidas durante a entrevista, é feita no jornal de maior circulação do país e encontram-se disponíveis no *website*[8] da empresa.

Pagamento de Dividendos

Para o período de 2016 a 2020, a ENH pagou ao seu accionista Estado dividendos no montante global de 616,7 milhões de Meticais, declarados no exercício fiscal de 2019/2020, decorrente da sua política de distribuição de dividendos, como ilustra a tabela abaixo:

Tabela 12: Pagamentos de dividendos da ENH

	Em Milhões de Meticais				
Empresa	**Ano**				
	2016	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P.	-	-	-	100,0	516,7
Total					**616,7**

Fonte: ENH

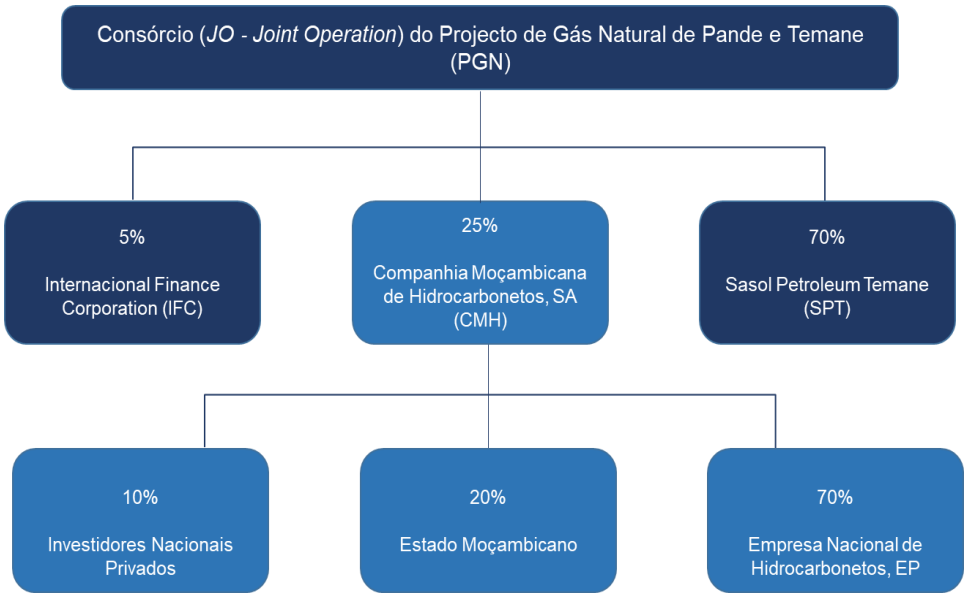
II. Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos, SA

[8] www.enh.co.mz

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

A Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos, SA (CMH) é a parceira Moçambicana no Consórcio *(JO - Joint Operation)* do Projecto de Gás Natural de Pande e Temane (PGN). A Sasol Petroleum Temane (SPT) é uma Operadora nos campos de Pande e Temane. São parceiros da JO, a SPT, uma entidade Moçambicana subsidiária da Sasol Exploration and Production International (SEPI), com participação de 70%, a CMH, que é uma subsidiária da ENH, empresa pública, com participação de 25%, e o International Finance Corporation (IFC), membro do Grupo Banco Mundial, com participação de 5%.

Figura 8: Estrutura accionista do consórcio de Pande e Temane



Fonte: CMH

O consórcio (JO) está a gerir e desenvolver os campos de gás natural de Pande e Temane, em Inhambane (Moçambique) e a Central de Processamento (CP). O gás natural e condensado são produzidos nos campos de Temane, desde Fevereiro de 2004, e Pande, desde Junho de 2009. O gás processado no CPF o gás é então transportado através dum gasoduto de 865 km de comprimento, de transmissão subterrânea transfronteiriço até a terminal da Sasol Gás em Secunda, na África do Sul. Na parte moçambicana o gasoduto compreende cinco pontos de toma para o mercado doméstico.

No projecto inicial, a CP havia sido projectado para produzir 120 MGJ/a para vender a Sasol Gás, principal cliente, através do Primeiro Contrato de Venda de Gás (GSA 1). Em Março de 2007, os parceiros acordaram em expandir a produção de Pande e Temane e da CP em Temane para aumentar a capacidade existente de produção de gás e de vendas em 50% e aumentar a capacidade das instalações de produção de 120 MGJ/a para 183 MGJ/a. Da capacidade adicional de 63 MGJ/a, 27 MGJ/a foi atribuída à Sasol Gas, através do Segundo

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Contrato de Vendas de Gás (GSA 2), 27 MGJ/a foi atribuído aos seguintes projectos no mercado moçambicano: ENH KOGAS com 6 MGJ/ano, Central Térmica de Ressano Garcia (CTRG) com 11 MGJ/ano, Matola Gas Company (MGC) com 8 MGJ/ano. Em 2015 foi atribuído à ENH um adicional de 2 MGJ/a e um total de 9 MGJ/a foi reservado para o imposto sobre a produção de gás em espécie a ser pago ao Governo Moçambicano. A produção de condensado é vendida à Petromoc na CP e presentemente é transportado para o porto da Matola.

Divulgação das Demonstrações Financeiras

A divulgação pública das demonstrações financeiras auditadas da CMH é feita no jornal de maior circulação do país e no *website*[9] da empresa.

Pagamento de Dividendos

O pagamento dos dividendos da CMH está sujeito a determinados rácios financeiros calculados numa base semestral, sem prejuízo da observância dos estatutos da empresa, da política de distribuição de dividendos aprovada e dos compromissos existentes com os Financiadores. Para o período em análise a CMH pagou o montante total 1.655,9 milhões de Meticais a título de dividendos ao Estado, conforme se ilustra na tabela abaixo:

Tabela 13: Pagamentos de dividendos da CMH

	Em Milhões de Meticais				
Empresa	**Ano**				
	2016	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos, SA	120,00	282,80	198,69	394,05	660,40
Total	**1.655,9**				

Fonte: CMH

III. Companhia Moçambicana de Gasoduto, SA

Em 2000 o Governo de Moçambique manifestou interesse de processar e levar para os mercados o gás existente no país. A 26 de Outubro de 2000 o Governo da República de Moçambique assinou um Acordo de Gasoduto (*Pipeline Agreement*) com a Sasol Ltd:

- Com a intenção de conceder uma autorização para a Sasol Ltd: construir, deter e operar um gasoduto em Moçambique para o transporte de gás a alta pressão; e

[9] http://www.cmh.co.mz/images/Relatorio&Contas/Relatorio_&_Contas_AF19.pdf

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

- Prevendo a posterior aquisição pelos estados de Moçambique e da África do Sul de participação social na empresa a criar para deter e operar o referido gasoduto.

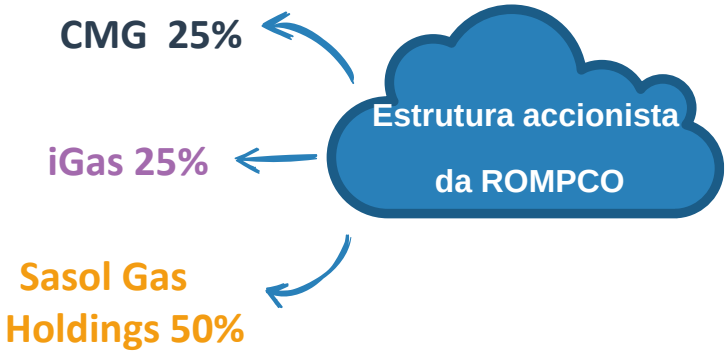
A Companhia Moçambicana de Gasoduto, S.A. é uma empresa de direito moçambicano, criada a 03 de Junho de 2002, como veículo de participação do Estado Moçambicano na componente de transporte (por via de gasoduto) do empreendimento de gás natural de Pande e Temane.

A Empresa surgiu como veiculo de participação do Governo na componente de gasoduto no empreendimento de gás natural de Pande e Temane, tendo para o efeito adquirido, no ano de 2007, uma parte de capital da Republic of Mozambique Pipeline Investiments Company (Pty) Ltd. (ROMPCO) onde detém 25% do capital representado por 2.500.000 acções preferenciais.

A 20 de Janeiro de 2003 foi assinado um Acordo de Accionistas (Shareholders Agreement), que criava a Republic of Mozambique Pipeline Investiments Company (Pty) Ltd. - (ROMPCO) com os seguintes accionistas:

- CMG, representando o interesse do Estado Moçambicano;
- South African Gas Development Company – iGas, representando o interesse do Estado da Africa do Sul; e
- Sasol Gas Holdings (Pty.) Ltd.

Figura 9: Estrutura accionista da ROMPCO



21

Fonte: CMG

A ROMPCO transporta gás natural para a exportação e para o mercado domestico através de um gasoduto de 865 quilómetros de Temane (Inhambane, Moçambique) a Secunda

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

(Mpumalanga, África do Sul). Gera receitas pela aplicação de tarifas de transporte aos seus clientes, por unidade calorifica de gás natural. A CMG recebe 25% dos dividendos pagos pela ROMPCO em divisas, e que por sua vez constituem as suas únicas receitas.

A gestão da ROMPCO é feita com o envolvimento directo dos seus accionistas, em órgãos instituídos para a discussão e tratamento de diversas matérias, aos níveis estratégico, táctico e operacional, direcionado e apoiando a equipa de gestão da ROMPCO.

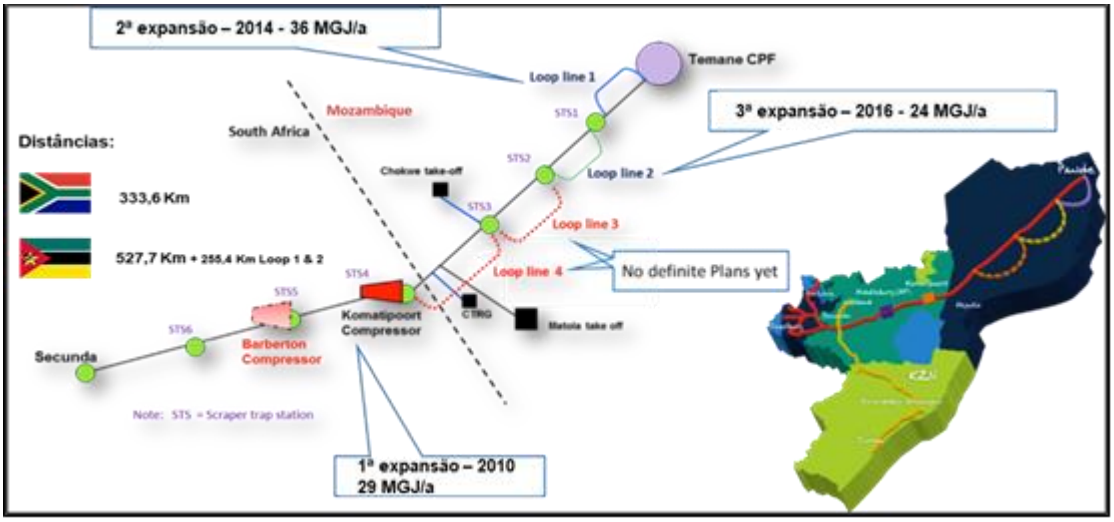
Nos termos do acordo de accionistas da ROMPCO, o Presidente do Conselho de Administração é nomeado em rotação bi-anual por qualquer accionista que detenha pelo menos 15% das acções da empresa. Nesse contexto, sendo elegível e de acordo com o cronograma de rotação, a CMG assumiu a 01 de Julho de 2016 a presidência da ROMPCO por 2 anos. Assim, o Presidente do Conselho da Administração da CMG assumiu neste período a Presidência do Conselho de Administração da ROMPCO.

O gasoduto entre Temane – Secunda, cuja entrada em funcionamento ocorreu em 2004, constitui o activo principal da ROMPCO. Após a construção da linha principal de transmissão de gás com capacidade de transportar 120 milhões de Giga joules por ano (MGJ/a), a ROMPCO embarcou em três projectos de expansão da capacidade de transporte nomeadamente:

- Uma primeira expansão, em 2010, permitiu o transporte adicional de 29 MGJ/a, através da instalação de uma estação de compreesão em Komatipoort (em Mpumulanga, África do Sul), para fornecimento de gás ao mercado sul-africano;
- Uma segunda expansão, em 2014, permitiu o transporte adicional de 36 MGJ/a, por meio da construção de um gasoduto paralelo (*loopline 1*) de Temane a Funhalouro (em Inhambane) para fornecimento de gás a projectos em Moçambique;
- Uma terceira expansão, em 2016, permitiu o transporte adicional de 24 MGJ/a, por via de um segundo gasoduto paralelo (*loopline 2*) entre Funhalouro (em Inhambane) e Chigubo (em Gaza), para fornecimento de gás a consumidores em Moçambique e Africa do Sul.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Figura 10: Expansão da capacidade de transporte de gás



Fonte: CMG

Pagamento de Dividendos

A CMG reportou nos últimos três exercícios fiscais consecutivos (2017 – 2020) resultados positivos, sendo que o exercício fiscal 2018/2019 foi marcado pela transição dos resultados acumulados de negativos para positivos, permitindo o pagamento de dividendos aos accionistas. Em função dos resultados positivos obtidos pela CMG no exercício fiscal 2019, foram pagos aos accionistas dividendos no montante total aprovado de 183,0 milhões de Meticais, sendo que, 20% deste, foi pago ao Estado num montante equivalente a 36,6 milhões de Meticais a título de dividendos, conforme ilustra a tabela abaixo:

Tabela 14: Pagamentos de dividendos da CMG

	Em Milhões de Meticais				
Empresa	**Ano**				
	2016	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Companhia Moçambicana de Gasoduto, SA	-	-	-	36,60	30,0
Total					**66,6**

Fonte: CMG

Divulgação das Demonstrações Financeiras

De acordo com a informação disponibilizada pela empresa, a divulgação pública das demonstrações financeiras auditadas é feita pelo Grupo ENH, depois de obter resultados nas sociedades em que detém participações, ou seja, as empresas enviam as demonstrações financeiras individuais ao Grupo ENH e este por sua vez as consolida nas

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

suas contas e de seguida são publicadas no jornal de maior circulação no país[10]. Até a data da elaboração do relatório, a empresa não dispunha de *website* para a divulgação pública das suas demonstrações financeiras auditadas.

5.1.3. Relações Financeiras com o Estado

A relação financeira entre o Estado e o seu sector empresarial era regida por contratos-programa e via do exercício dos poderes de tutela sectorial consoante a actividade que integre o seu objecto, sem prejuízo do princípio de autonomia da respectiva gestão e das competências próprias e tutela financeira exercida pelo Ministro que superintende a área das Finanças, antes da entrada em vigor da Lei do SEE.

De acordo com a nova Lei do SEE, no seu artigo 21, os contratos-programa são limitados a cobertura dos custos da componente social do serviço público a prestar, a ser aprovado pelo ministro que superintende a área de finanças, cabendo à empresa do SEE apresentar à entidade gestora e coordenadora do SEE a proposta do contrato-programa, para a sua apreciação. Ainda nos termos do artigo 21 da Lei do SEE, o contrato-programa deve conter a fixação dos critérios de determinação de subvenções do Orçamento do Estado e sua correlação com os objectivos e metas programadas.

As actuais práticas que regem as relações financeiras entre o Estado e as empresas do SEE na indústria extractiva, isto é, as normas e práticas que regem as transferências de recursos financeiros entre o governo e as empresas, lucros acumulados, reinvestimentos e o financiamento por terceiros são descritas na Lei n.º 3/2018, Lei do SEE, bem como, no respectivo regulamento (Decreto n.º 10/2019, de 26 de Fevereiro). A tabela abaixo resume as normas e práticas das relações financeiras entre o Estado e as empresas do SEE no contexto da indústria extractiva moçambicana:

Tabela 15: Normas e práticas que regem a relação financeira entre o Estado e as empresas do SEE

Tipo de Relação Financeira	Descrição da Norma
Dividendos, Lucros acumulados e reinvestimentos	O artigo 12, na sua alínea k) refere que compete a Assembleia Geral apreciar e deliberar sobre a política de dividendos bem como a aplicação de resultados de cada exercício económico.

[10] Estatutos da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P., artigo 30 do nº2, e artigo 31 do nº3

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Subsídios de exploração	As dificuldades financeiras que se colocam às empresas que são propriedade do Estado são com frequência, contornadas mediante a concessão de "benefícios" atribuídos pelo mesmo Estado, sob as mais diversas formas, tais como subsídios, aumentos de capital (realizados em dinheiro ou em espécie). A transferência dos subsídios de exploração pelo Estado às empresas do SEE é feita com base no contrato-programa previsto no artigo 21 da Lei do SEE e no respectivo regulamento.
Financiamento de terceiros	Sem prejuízo das competências específicas do Ministro que superintende a área de finanças, o endividamento ou a assunção pelas empresas do SEE de responsabilidades de natureza similar, incluindo a emissão de títulos de dívida comercial, deve ser aprovado pela Assembleia Geral, mediante parecer prévio do Tesouro Público, de acordo com o artigo 30 do regulamento da Lei do SEE. Excepcionalmente, o endividamento a curto prazo destinado ao apoio à tesouraria é aprovado pelo CA, obedecendo a práticas prudentes de gestão de caixa. Não obstante, as empresas do SEE devem elaborar instrumentos de controlo financeiro que incluem o plano anual de endividamento e submeter anualmente à entidade que gere e coordena o SEE e ao Ministro sectorial.
Emissão das garantias	O número 2 do artigo 30 do regulamento da Lei diz que o endividamento ou a assunção pelas empresas do SEE de responsabilidades de natureza similar, deve observar os procedimentos relativos à emissão e gestão da dívida pública e das garantias pelo Estado, aprovados pelo Decreto n.º 77/2017, de 28 de Dezembro, e demais legislação aplicável sobre a matéria. Das quatro empresas consideradas materiais para os propósitos do relatório apenas a ENH beneficiou de garantia soberana em 2019. Os detalhes das garantias são abordados no subcapítulo 5.1.6.

Fonte: intellica (Adaptado)

De acordo com as informações recolhidas junto das partes interessadas, concluímos que há o cumprimento da lei no que tange as relações financeiras entre empresas do SEE no sector extractivo.

5.1.4. Normas Sobre Despesas Operacionais e de Investimentos, Aquisição de Bens Serviços

Nos últimos tempos, diversa legislação relativa ao Sector Empresarial do Estado tem sido produzida. Neste contexto, nos termos da Lei n.º 3/2018, de 19 de junho, e do regulamento (Decreto No. 10/2019 de 26 Fevereiro) que estabelece os princípios e regras aplicáveis ao Sector Empresarial do Estado, são descritas as normas e práticas relacionadas as despesas operacionais e de investimento, aquisição de bens e serviços, governação corporativa, que são aplicáveis as empresas do SEE na indústria Extractivas.

Despesas Operacionais e de Investimentos

Nos termos do artigo 5 da Lei nº 3/2018, de 19 de Junho, as empresas que integram o Sector Empresarial do Estado são doptadas de personalidade e capacidade jurídica, com autonomia administrativa, financeira e patrimonial. Neste sentido, sem prejuízo do

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

estabelecido na legislação aplicável, o Conselho de Administração goza de poderes necessários para assegurar e controlar a gestão corrente e o desenvolvimento da actividade da empresa, cabendo-lhe nomeadamente: i) implementar as políticas de gestão da empresa; ii) gerir os meios humanos, materiais e financeiros, respeitando a missão da empresa; iii) elaborar e submeter a deliberação da Assembleia Geral, os planos de actividade anual, plurianual e os respectivos orçamentos que incluem as despesas operacionais, conforme o artigo 14 da Lei do Sector Empresarial do Estado.

Os investimentos das empresas do SEE são aprovados pela Assembleia Geral, conforme o artigo 31 do regulamento da Lei do SEE. Se os investimentos das empresas do SEE forem destinados a projectos públicos e que envolvam capitais alheios, devem obedecer os critérios estabelecidos pelo comité de coordenação e selecção de projectos públicos, previstos no Decreto n.º 77/2017, de 20 de Dezembro.

Aquisição de Bens e Serviços

A aquisição de bens e serviços por empresas do SEE rege-se por concurso público e nos termos a regulamentar nos estatutos da empresa, devendo observar os demais princípios de direito público aplicáveis, os seguintes: legalidade, economicidade, proporcionalidade, prossecução do interesse público, transparência, publicidade, concorrência, imparcialidade, responsabilidade e celeridade, nos termos do artigo 25 da Lei nº3/2018, de 19 de Junho, do SEE.

Por sua vez nos termos do artigo 32 da mesma Lei do SEE na aquisição de bens e serviços por empresas do SEE aplicam – se os seguintes regimes: Geral, Especial e Excepcional.

O Regime geral diz que para a aquisição de bens e serviços pelas empresas do SEE é com base no concurso público, conforme o artigo 33 do regulamento.

Nos termos do artigo 34 da Lei nº3/2018, de 19 de Junho, no regime especial a empresa do SEE pode adoptar as seguintes condições:

a) Contratação decorrente de tratado ou de forma de acordo internacional entre Moçambique e outro Estado ou organização internacional, que exige a adopção de regras específicas;

b) Contratação realizada no âmbito de projectos financiados, com recurso provenientes de financiamento ou doação oriundos de agências oficial de cooperação estrangeira ou organismo financeiro multilateral, quando a adopção de normas distintas conste, expressamente, como condição do respectivo acordo ou contrato.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

A adopção do regime especial na contratação carece de aprovação prévia da Assembleia Geral, nos termos do regulamento da Lei do SEE.

A Entidade Contratante pode adoptar o regime excepcional em situações de força maior e quando não é possível realizar o concurso público, devendo informar a Assembleia Geral da empresa, conforme o artigo 35.

A empresa do SEE deve fornecer aos concorrentes os documentos do concurso que são constituídos por programa do concurso, cadernos de encargos, projecto, requisição de qualificação dos concorrentes.

Os documentos que compõem o processo de aquisição de bens e serviços devem ser redigidos em língua portuguesa. A empresa do SEE pode simultaneamente, divulgar o anúncio e documento em língua portuguesa e em outra língua, prevalecendo sempre a documentação em língua portuguesa.

Cada empresa do SEE deve elaborar o Regulamento específico de aquisição de bens e serviços a ser aprovado pela Assembleia Geral contendo os procedimentos e requisitos de aquisição.

5.1.5. Quadro Regulamentar para a Emissão de Empréstimos e Garantias de Empréstimos do Estado

A emissão de empréstimos e garantias de empréstimos do Estado às empresas do SEE, deve observar os procedimentos relativos à emissão e gestão da dívida pública e das garantias pelo Estado aprovados pelo Decreto n.º 77/2017, de 28 de Dezembro, e demais legislação aplicável sobre a matéria.

Nos termos do Decreto acima referido, o Governo passa a prestar trimestralmente através dos Relatórios de Execução Orçamental (REO) informações à Assembleia da República sobre a dívida contratada, avales e garantias emitidas.

De acordo com o artigo 3 deste Decreto, a mobilização de financiamento que implique contratação da dívida pública carece de um mandato emitido pelo Ministro que superintende a área das Finanças, achando-se cumpridos cumulativamente os seguintes requisitos:

- Identificação do credor;
- Termos e condições propostas;
- Finalidade da operação;

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

- Descrição do Projecto;
- Impacto económico e/ou social do Projecto;
- Estudo de pré-viabilidade económico e financeiro.

O pagamento de juros e/ou amortização de capital dos empréstimos integrantes da dívida pública são assegurados pelo Orçamento do Estado (OE).

Os limites de endividamento e de emissão de garantias devem ter em consideração a estratégia anual de dívida de médio prazo e a análise de sustentabilidade do Governo.

Na concessão de garantias pelo Estado, deve ser observado o limite máximo, fixado para cada ano, na Lei que aprova o OE, o qual não pode ser excedido. Esta concessão é sujeita a análise de risco e só é válida mediante despacho da aprovação do Ministro que superintende a área das Finanças. Se a concessão for em moeda externa, esta carece de autorização prévia do Conselho de Ministros conforme o artigo 3 do Decreto.

Na concessão de garantias o Estado adopta as seguintes modalidades:

- A fiança, para empréstimos representados por contratos em que o Estado é fiador;
- O aval, para empréstimos titulados, em que o Estado é avalista.

As garantias destinam-se a assegurar a realização de operações de crédito ou de outras operações financeiras, nacionais ou internacionais, de que sejam beneficiárias empresas públicas nacionais ou outras empresas maioritariamente participadas pelo Estado. Estas operações de crédito ou financeiras são relativas a empreendimentos ou projectos de manifesto interesse para a economia nacional, que concorram para o Programa Quinquenal, crescimento e bem-estar económico e social.

Relativamente às condições para a autorização, o artigo 18 do Decreto supracitado refere que as garantias só podem ser autorizadas ou aprovadas quando se verifiquem cumulativamente as seguintes condições:

a) Ter o Estado participação na empresa ou, interesse no empreendimento, projecto ou operação financeira que justifique a concessão da garantia;

b) Existir um projecto concreto de investimento e um estudo que mostra a viabilidade da operação a garantir, bem como uma programação financeira rigorosa;

c) Apresentar o beneficiário das garantias características económicas, financeiras e organizacionais que ofereçam segurança suficiente para fazer face às responsabilidades que pretende assumir;

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

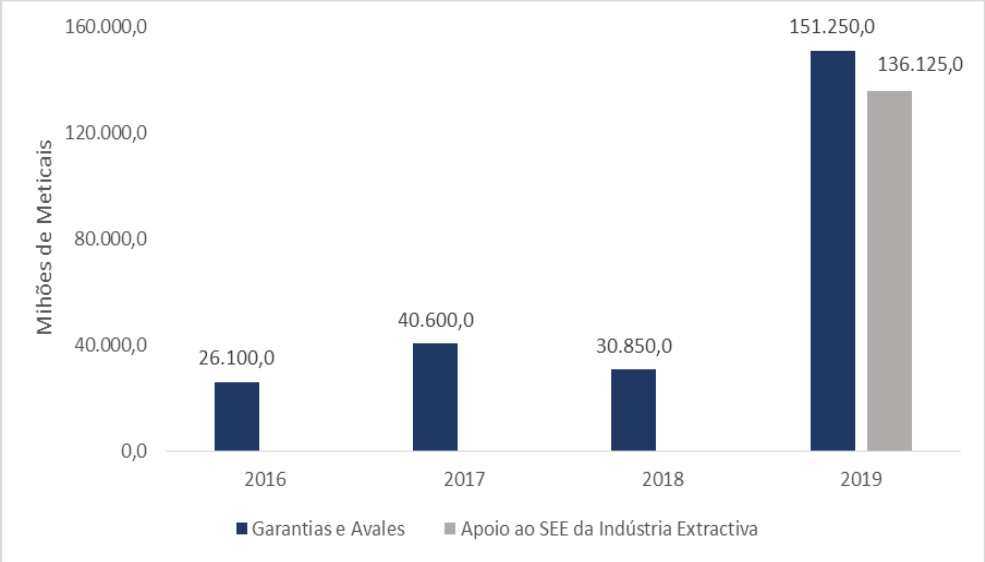
d) Ser a concessão de garantia imprescindível para a realização da operação de crédito ou financeira, designadamente por inexistência ou insuficiência de outras garantias;

e) Apresentar um termo de compromisso expresso de disponibilização de informação do estágio do financiamento, numa base mensal.

Sem prejuízo das garantias que em cada caso sejam estipuladas, o Estado goza de privilégio mobiliário geral sobre os bens das entidades beneficiárias de garantia pelas quantias que tiver efectivamente despendido, a qualquer título, em razão da garantia concedida.

As garantias e avales para empresas públicas e participadas pelo Estado moçambicano, cresceram de 26.100,0 milhões de Meticais em 2016 para 151.250,0 milhões de Meticais em 2019, o que corresponde a um aumento de 579,5%, como ilustra o gráfico abaixo:

Gráfico 3: Emissão das Garantias e avales autorizados pelo Governo



Fonte: Conta Geral do Estado (2016 – 2019)

Em 2019, nos termos do artigo 11 da Lei n.º 15/2018, de 20 de Dezembro, o Governo foi autorizado a emitir garantias e avales, no montante de 151.250,0 milhões de Meticais. Do limite estipulado, 136.125,0 milhões de Meticais (equivalente a 2.250,0 milhões de USD) foram alocados para o apoio ao SEE da Indústria Extractiva e o remanescente 15.125,0 milhões de Meticais foram alocados aos restantes empresas do SEE, tendo sido emitidas garantias no montante global de 146.948,4 milhões de Meticais correspondentes a 97,2% do limite fixado, conforme a Conta Geral do Estado de 2019.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Em 2018, a ENH solicitou ao Governo a concessão de uma garantia soberana para contrair um empréstimo para financiar a sua participação no projecto do gás natural da Área 1 da Bacia do Rovuma (equivalente a 15% da quota total), tendo sido esta, a única empresa do SEE da indústria extractiva a solicitar e beneficiar-se da concessão de uma garantia soberana durante o período em análise.

A garantia solicitada, no valor de 2.250,0 milhões de USD é prestada aos Agentes de Garantias em representação do consórcio constituído por Agências de Crédito a Exportações e outras instituições financeiras nacionais e internacionais envolvidas no financiamento do projecto. Mas, a garantia é prestada pelo período de construção do projecto de gás natural e vigora até que todos os testes de conclusão especificados nos Documentos do Financiamento estejam finalizados, conforme identificado nos artigos 4 e 6 do Decreto n.º 102/2019 de 31 de Dezembro, a emissão da garantia soberana.

No cumprimento do previsto no Decreto acima a garantia emitida a 24 de Abril de 2020, produz os seus efeitos a partir de 31 de Março de 2019, ou seja, a ser reportada no ano de 2019, dado que o saldo para a sua emissão se encontra previsto na Lei orçamental de 2019 e em consonância com o Decreto n.º 102/2019, aprovação concedida pelo Conselho de Ministros. Na tabela seguinte, apresenta-se os termos da garantia emitida.

Tabela 16: Empréstimo da ENH com garantia do Estado

Credor	Beneficiário	Finalidade	Data de emissão	Data de maturidade	Câmbio	Moeda original	Valor da Garantia (milhões)	
							Moeda original	MZN
Concessionários do Projecto Golfinho-Atum Área 1	ENH	Financiamento da participação no Projecto Golfinho-Atum Área 1	24-04-2020	1 ano após conclusão da construção	60,5	USD	2.250,0	136.125,0

Fonte: Relatório de Dívida Pública 2019 - MEF

As demonstrações financeiras da ENH e nenhum outro documento publicamente disponível não mencionam a taxa de juro que será considerada no reembolso dos 136.125,0 milhões de Meticais pela ENH, o que permitiria analisar os custos e as condições de financiamento a que o Estado se submete para garantir a participação neste projecto, em particular, e nos projectos de gás, em geral.

Para além do empréstimo garantido, a ENH tem recorrido a financiamentos adicionais para apoiar a sua participação nos projectos de GNL na Área 1 e Área 4 *offshore*, onde a empresa detém 15% e 10% respectivamente. A tabela abaixo apresenta os empréstimos

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

obtidos de modo financiar os custos de exploração e de desenvolvimento para cada projecto:

Tabela 17: Empréstimos da ENH para participação nos projectos de GNL (USD milhões)

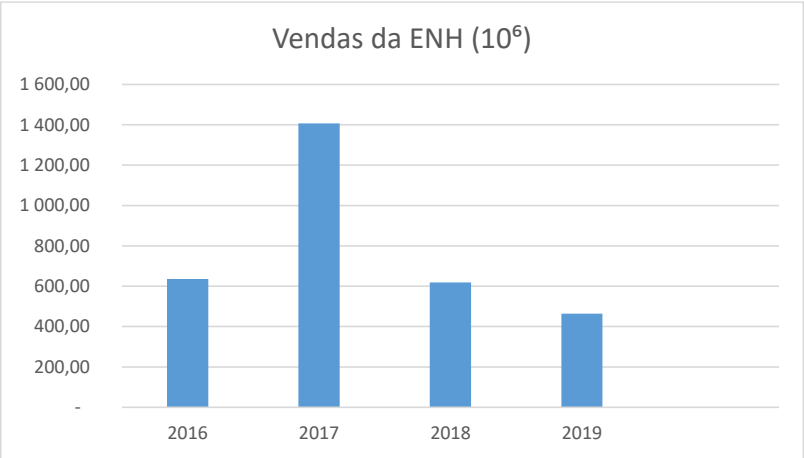
Credor	Finalidade	Ano do Acordo	Moeda	Valor cometido	Ano de Maturidade	Taxa de Juros	Primeira Amortização	Saldo no Balanço da Empresa no final de 2019	Nota
Concessionários do Projecto Golfinho Atum, Área 1	Financiar os custos de desenvolvimento na porção do equity da ENH (15%) no projecto Golfinho Atum	2016	USD	1.050	31-12-2032	i) Até um ano após data de conclusão: 9%; ii) Um ano após data de conclusão: 13%	01-12-2023	102,28	Empréstimo inclui capitalização de juros
Concessionários da Área 4 - Projecto Coral FNLG	Financiar os custos de desenvolvimento na porção do equity da ENH (10%) no projecto Coral FLNG	2017	USD	44.132	05-04-2027	8,7%	01-06-2023	250,81	Empréstimo inclui capitalização de juros

Fonte: Relatório de Dívida Pública 2019 - MEF

5.2. Análise de Desempenho Financeiro do SEE

De acordo com as Demonstrações Financeiras fornecidas pelas Empresas do Sector Empresarial do Estado, iremos analisar o desempenho de cada uma das empresas, no período de 2016 a 2019, com base nos seguintes indicadores: Vendas realizadas no período, Resultado Operacional e Lucro Líquido do exercício de cada empresa, de acordo com o gráfico abaixo:

Gráfico 4: Vendas da ENH



Fonte: Demonstrações financeiras da ENH

As vendas de gás correspondem à venda de gás explorado nas áreas de Pande e Temane em parceria com a Sasol. A variação em 2017 face a 2016 resulta do aumento dos custos

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

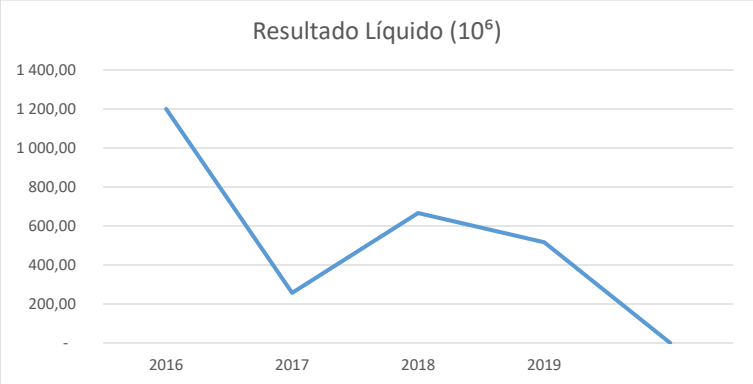
de transporte que impactaram o preço de venda. De 2018 a 2019 houve tendência decrescente ao longo do período, conforme gráfico 4 acima.

Gráfico 5: Resultado Operacional da ENH

Fonte: Demonstrações financeiras da ENH

A análise do desempenho operacional da ENH revela uma deterioração dos resultados ao longo de todo o período 2016-19, conforme pode ser verificado a partir da análise do gráfico 5 acima.

Gráfico 6: Resultado Liquido da ENH

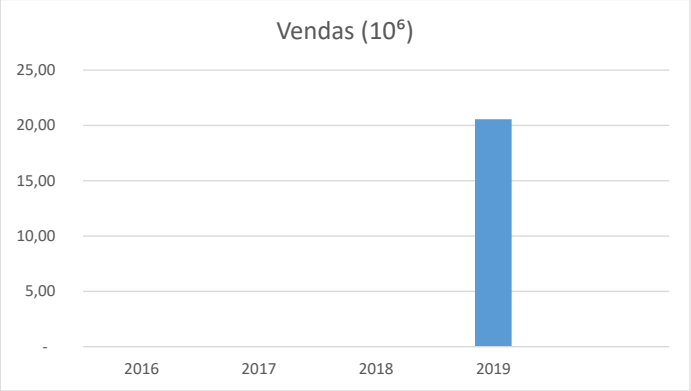


Fonte: Demonstrações financeiras da ENH

Apesar da ENH ter gerado resultados operacionais negativos, apresenta uma rentabilidade positiva decorrente da receita de rendas dos imóveis do Edifício JAT - V, que foi transferida da ENH Logística para a ENH no final de 2016, e a significativa diminuição das diferenças de câmbio, em relação ao ano anterior, conforme o gráfico 6 acima.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Gráfico 7: Vendas da EMEM



Fonte: Demonstrações financeiras da EMEM

A EMEM, durante o período em análise 2016-2019, não teve vendas na sua estrutura produtiva, excepto para 2019 com 20.561 milhões de meticais.

A EMEM, não produziu nenhum minério no período em análise, devido a dificuldades de financiar uma actividade face a concorrência desleal. A receita declarada resulta da actividade de compra e venda de ouro, mesmo assim em condições de concorrência desleal fomentadas pelos estrangeiros e sem requisites mínimos para o efeito.

Gráfico 8: Resultados Operacionais da EMEM

Fonte: Demonstrações financeiras da EMEM

A análise do desempenho operacional da EMEM revela uma deterioração dos resultados ao longo de todo o período 2016-19, conforme se pode verificar pela análise do Gráfico 8 acima.

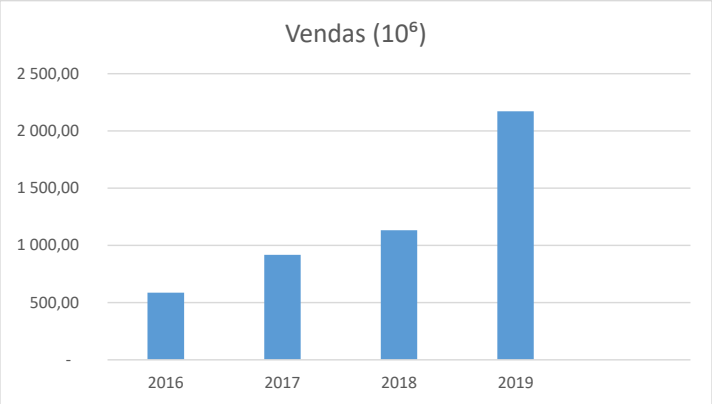
PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Gráfico 9: Resultado Liquido da EMEM

Fonte: Demonstrações financeiras da EMEM

A EMEM apresenta rentabilidade negativa no período em análise, em resultado dos encargos financeiros decorrentes do elevado peso na sua estrutura produtiva e do endividamento que acabaram por reduzir / esgotar a possibilidade de serem rentáveis.

Gráfico 10: Vendas da CMG



Fonte: Demonstrações financeiras da CMG

No que se refere ao CMG, importa destacar a tendência crescente do volume de negócios ao longo do período em análise. Em geral, a empresa apresenta resultados positivos, como se pode observar no gráfico 10 acima.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Gráfico 11: Resultado Operacional da CMG

Fonte: Demonstrações financeiras da CMG

A análise do desempenho operacional revela que a CMG obteve um resultado positivo ao longo do período, excepto 2016, que apresenta um resultado negativo, conforme se pode verificar pela análise do gráfico 11 acima.

Gráfico 12: Resultado Líquido da CMG

Fonte: Demonstrações financeiras da CMG

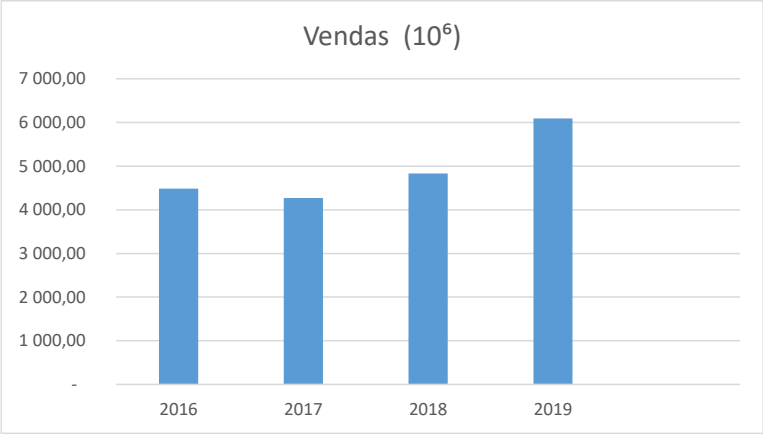
Na análise a CMG, revela uma rentabilidade positiva, excepto para o ano de 2016. Ressalta-se que a CMG não exporta, nem produz nenhum tipo de produto. Mas sim, detém uma participação financeira na Pipeline Investment Company (Pty) da República de Moçambique. Ltd (ROMPCO) representada por 25% do capital social.

ROMPCO é responsável pela gestão e operação do gasoduto transfronteiriço (Moçambique e África do Sul).

De acordo com o modelo de negócios da CMG, a única fonte de receita da empresa são os dividendos distribuídos anualmente pela ROMPCO, que são posteriormente alocados ao serviço da dívida nos termos dos contratos de financiamento.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Gráfico 13: Vendas da CMH



Fonte: Demonstrações financeiras da CMH

No que se refere à CMH, importa destacar a tendência de crescimento do volume de negócios ao longo do período em análise. No geral, a empresa apresenta resultados positivos, como se pode observar no gráfico acima.

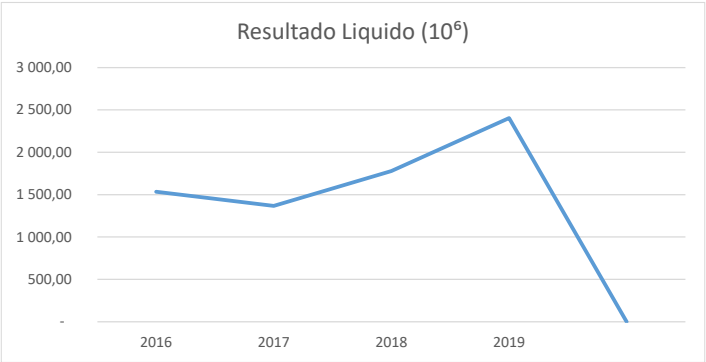
Gráfico 14: Resultado Operacional da CMH

Fonte: Demonstrações financeiras da CMH

A análise do desempenho operacional revela que a CMH obteve um resultado positivo no período em análise 2016-2019, em virtude das vendas de gás natural terem sido superiores às do período anterior, conforme se pode verificar pela análise do gráfico 14 acima.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Gráfico 15: Resultado Liquido da CMH (2016 – 2019)



Fonte: Demonstrações financeiras da CMH

A análise da rentabilidade da CMH revela que a empresa teve resultado positivo ao longo do período. O gráfico acima ilustra a evolução do resultado líquido da empresa no período 2016-2019.

Em relação às demais empresas, não foram analisadas por não pertencerem ao sector extractivo.

5.3. Actividades Desenvolvidas pelo IGEPE

As empresas do SEE estão sujeitas a um controlo financeiro, controlo interno, auditoria externa e gestão de riscos. Estas empresas devem adoptar controlos internos e procedimentos de auditoria interna que assegure um elevado nível de qualidade e confiabilidade, regularidade das contas e outras informações financeiras, de acordo com o artigo 23 do regulamento da Lei do SEE. O nível de cumprimento é avaliado através do monitoramento que IGEPE faz a instituições do SEE.

Controlo Financeiro: As empresas do SEE devem elaborar os instrumentos de controlo financeiro e submeter anualmente a entidade que gere e coordena o SEE e ao Ministro sectorial, nomeadamente os seguintes documentos:

a) Os Planos de actividade anuais e plurianuais;

b) Orçamento anuais, incluindo a estimativa das operações financeiras com o Estado;

c) Plano anual de endividamento;

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

d) Relatórios financeiros, incluindo o Balanço, a Demostração de Resultados e o Mapa do Fluxo de caixa acompanhados dos respectivos anexos e do relatório do órgão de fiscalização;

e) Relatórios do Conselho de Administração, que deve incluir dentre outras: i) a análise das actividades realizadas, relatando a forma como foram atingidos os objectivos da Empresa; ii) nível de execução orçamental; iii) execução do contrato-programa; iv) informação detalhada dos empréstimos, incluindo os termos dos empréstimos, credor, maturidade.

f) Quaisquer outras informações e documentos solicitados para acompanhamento da situação e da empresa e da sua actividade com vista designadamente a assegurar a boa gestão dos fundos públicos e a evolução da sua situação económico-financeira.

Os documentos referidos deverão ser enviados ao Ministro de superintende a área de finanças, para a sua aprovação no prazo de 30 (trinta) dias após a sua recepção.

Controlo Interno: As empresas do SEE devem ter, obrigatoriamente, um sector de controlo interno, sem prejuízo das competências próprias do conselho fiscal e de outros sectores de controlo interno e externo. Ao sector de controlo interno cabe, em geral, fazer o controlo dos procedimentos institucionais internos.

Auditoria externa: As contas das empresas do SEE devem ser obrigatoriamente objecto de auditorias externa por auditores independentes, sem prejuízo das competências próprias do Conselho Fiscal e do órgão de auditoria interna. A contratação de auditores externos pelas empresas do SEE é por concurso público, devendo obedecer os procedimentos de contratação definidos no regulamento da Lei do SEE.

As empresas do SEE podem ser auditadas pelo mesmo auditor externo, por um período não superior a 4 (quatro) anos consecutivos. Sem Prejuízo da auditoria externa, a assembleia Geral pode estabelecer ou adoptar outros tipos de auditorias.

Gestão de Risco: A entidade gestora e coordenadora do SEE define os mecanismos de controlo dos riscos das empresas e garante a sua monitoria. As empresas do SEE são responsáveis por prover informações sobre os riscos a entidades que gere e coordena o SEE e garantir a prevenção e a mitigação da ocorrência dos riscos económico-financeiros entre outros, os seguintes:

a) Riscos financeiros e cambiais inerentes ao empreendimento;

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

b) Riscos fiduciários, decorrentes da indevida utilização de recursos financeiros disponibilizados para aplicação na empresa;

c) Riscos de insustentabilidade da dívida da empresa;

d) Riscos fiscais, decorrentes da sonegação e evasão fiscais ou da assunção e gozo das prorrogações não previstas na legislação fiscal vigentes aplicável;

e) Riscos operacionais e corporativos.

Comissões Especializadas: Nos termos do artigo 10 da Lei do SEE, as comissões especializadas constituem órgãos estatuários das empresas. As comissões especializadas são órgão independentes do conselho de Administração que assegurem, de entre outras, cumprimento das boas práticas de gestão e governação corporativa das empresas do SEE, em matérias de remunerações, regalias, auditoria, controlo interno, conformidade e gestão de risco.

CONTROLE DE PARTICIPAÇÕES

De acordo com o Relatório de actividades do IGEPE para o ano de 2018, foram planeadas as seguintes atividades:

a) Assegurar o aumento das receitas de capital, em 10%, para o Tesouro Público;

b) Consolidar o processo de reestruturação do Sector Empresarial do Estado, garantindo que 10 empresas se reestruturem tendo em vista a sua viabilidade e sustentabilidade;

c) Fortalecer as medidas de supervisão e controle da empresa e consolidar seu monitoramento por meio de:

i. Introdução da matriz de desempenho económico-financeiro para auxiliar na avaliação do desempenho económico-financeiro das empresas;

ii. Introdução do contrato de gestão na avaliação de desempenho dos gestores públicos nas empresas;

iii. Análise e endosso da aprovação dos instrumentos de planeamento e reporte das empresas: plano estratégico, plano de negócios, plano de atividades e orçamento, relatório e contas de gestão;

iv. Acompanhamento dos Riscos das Empresas Participadas; e

v. Controle de participações indiretas do Estado (participações de empresas estatais).

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

d) Recuperação de crédito resultante da venda de acções ou activos.

ACTIVIDADES REALIZADAS

Garantir o aumento do rendimento de capital, sendo que para o ano de 2018 foi prevista a arrecadação (apenas de dividendos e alienações) de 1.006.636.496,61 MT de rendimento de capital, tendo-se arrecadado 950.002.542,83 MT, o que corresponde a um nível de execução de 94,3% do previsto (RELATÓRIO ANUAL DAS ACTIVIDADES REALIZADAS EM 2018).

5.4. Governação Corporativa

- **Assembleia Geral**

Nos termos do artigo 7 da Lei nº3/2018, de 19 de Junho do SEE, a Assembleia Geral é o órgão deliberativo do SEE. A Assembleia Geral é constituída pelos detentores do capital estatutário. Nas Assembleias Gerais das empresas públicas participam os representantes dos ministérios ou entidades que superintendem o sector de actividade que integra o objecto da empresa, a serem indicados pelo ministro do sector.

- **Conselho de Administração**

O Conselho de Administração é o órgão de gestão da empresa, constituído por um número impar de membros, com máximo de sete membros, sendo um deles o Presidente. Nos termos do artigo 9 o Regulamento, o Conselho de Administração é executivo, podendo integrar membros não executivos. O número de membros do Conselho de Administração, incluindo o Presidente, varia em função da natureza, dimensão e complexidade da empresa.

Os membros do Conselho de Administração são eleitos em Assembleia Geral, sob proposta dos accionistas ou detentor do capital estatutário, harmonizado com os sectores afins. Excepto o Presidente do Conselho de Administração da Empresa Pública.

Os membros do Conselho de Administração são designados por mandato individual de quatro anos, podendo ser renovável. O Mandato dos membros do Conselho de Administração inicia com a tomada de posse. Outro prazo mais curto pode ser fixada pelo termo de posse em situação de substituição, intervenção, conveniência de serviços, de entre outros. Os membros com funções executivas e não executivas devem assinar com a

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

entidade que gere e coordena o SEE o contrato de mandato inerente às funções que exercem.

- **Presidente do Conselho de Administração**

O Presidente do Conselho de Administração da Empresa publica é executivo, sendo nomeado pelo Conselho de Ministros, sob proposta do ministro do sector de actividade em que a empresa se insere, ouvido o ministro que superintende a área de economia. O Presidente do Conselho de Administração da Empresa Participada é executivo, sendo eleito pela Assembleia Geral.

O Presidente do Conselho de Administração assina o contrato de gestão com a entidade que gere e coordena o SEE ou com os accionistas, em nome do Conselho de Administração

- **Conselho fiscal**

O Conselho Fiscal é o órgão de fiscalização da empresa, composta por três membros, sendo um presidente e dois vogais, dos quais um contabilista ou auditor certificados. Os membros do Conselho Fiscal são designados pela Assembleia Geral.

As atribuições do Conselho Fiscal podem ser exercidas por uma Firma de auditoria ou contabilidade, distinta do auditor externo. O mandato dos membros do Conselho Fiscal da empresa é de três anos, de acordo com o artigo 16 da Lei do SEE.

- **Código de Ética**

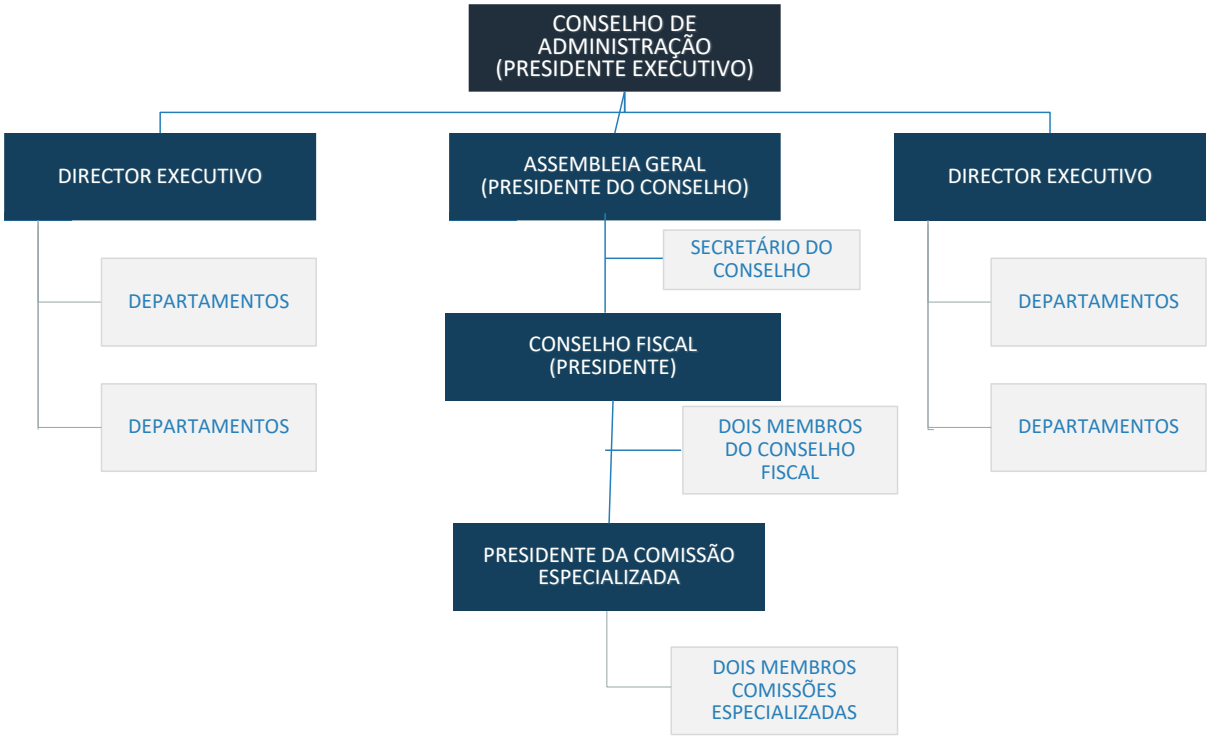
As empresas do Sector Empresarial do Estado devem, no âmbito da sua gestão, adoptar, entre outros o Código de Ética. O mesmo devem ser aprovado em sede da Assembleia Geral. As regras estabelecidas são integralmente cumpridas de acordo com o regulamento.

Organograma de governança

No modelo de governo, temos o seguinte Organograma:

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Figure 11: Governance model



Source: IGEPE

O Conselho de Administração, que é liderado pelo Presidente do Conselho de Administração Executivo e pelos Administradores Executivos. Neste Conselho de Administração, o número de membros deve ser único, por exemplo, um Presidente Executivo e dois Administradores Executivos.

Para a mesa da Assembleia Geral, temos um Presidente do Conselho e um Secretário do Conselho.

Para o Conselho Fiscal temos o Presidente do Conselho Fiscal e dois membros.

Para as Comissões Especializadas, temos o Presidente da Comissão Especializada e dois Membros. Este é o modelo para empresas públicas de acordo com a legislação SEE.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

6. Recebimento de receitas

6.1. Venda da Parcela de Produção do Estado ou Outras Receitas Recebidas em Espécie (Requisito 4.2)

Gestão e alocação do *Royalty* Gás

De acordo com a Lei n.º 27/2014, a produção de petróleo e gás está sujeita a um imposto, nomeadamente, "imposto sobre produção de petróleo"[11]. Em Moçambique, este imposto é referido como "*royalty*" e este termo será usado neste capítulo para descrever a parcela da produção que cabe ao Estado a título de imposto em espécie.

Este imposto equivale a 5% do gás ou petróleo que é transportado e vendido através do gasoduto a partir do território moçambicano, previsto no contrato de partilha de produção para os Blocos de Pande e Temane.

Actualmente Moçambique conta apenas com uma empresa na fase de produção de gás, que é a Sasol Pande Temane (SPT) e o pagamento em espécie recebido pelo Estado corresponde ao imposto sobre produção de petróleo produzido por esta empresa.

O imposto sobre a produção de petróleo pode ser pago em espécie por opção do Estado, em parte ou na totalidade, mediante notificação feita pela AT, ouvidos os serviços competentes do Ministério que superintende a área de petróleos, nos termos do artigo 12 do Decreto n.º 32/2015.

A ENH é a entidade designada que no âmbito do pagamento em espécie do imposto sobre a produção de petróleo, deve receber o gás entregue pelo produtor (SPT) a título de imposto sobre a produção, pago em espécie, e efectuar a gestão e administração do gás natural resultante do imposto sobre a produção do petróleo pago pelas concessionárias, nos termos do Diploma Ministerial n.º 173/2014 de 10 de Outubro.

A gestão administrativa do gás natural referente a parcela em espécie paga a título de imposto sobre a produção do petróleo, inclui a monetização do gás, cujos contratos de compra e venda celebrados pela ENH, ficam sujeitos a autorização do Ministério que superintende a área de petróleos, devendo ser entregue ao tesouro público o valor, em

[11] Importante referir que apesar do nome do imposto indicar que se refere ao petróleo, aplica-se também ao gás e o seu cálculo é feito com base no volume “transportado” ou transmitido pelo gasoduto o qual é menor do que a produção total.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

dinheiro, do imposto que seria pago, pelas quantidades de gás recebidos do produtor, ao preço de mercado, a data do recebimento.

Os dados fornecidos pelo MIREME demonstram a alocação do gás produzido pela concessão da SPT, nomeadamente, as quantidades exportadas, as quantidades vendidas no mercado nacional e as quantidades do gás pago em espécie, como ilustra a tabela abaixo:

Tabela 18: Alocação do gás produzido

Descrição	UM	2016	2017	2018	2019
Gás natural					
Total de gás natural produzido	GJ	194.225.468,81	192.602.304,29	192.468.156,45	190.887.439,08
Total do gás natural exportado para RSA	GJ	156.826.942,25	158.909.099,07	159.007.373,09	155.226.956,71
Total do gás natural vendido no mercado nacional	GJ	25.735.971,43	24.762.752,97	23.015.896,20	24.442.943,66
Total de gás natural de *royalty* pago em espécie	GJ	6.966.191,86	4.620.428,08	6.137.350,46	6.840.328,26
Total de gás natural de *royalty* pago em dinheiro	USD	2.505.574,92	5.125.915,13	3.864.225,71	2.974.640,07
Condensado					
Total de gás condensado produzido	bbls	477.089,68	408.666,26	379.406,61	328.923,21
Total de gás condensado vendido	bbls	495.547,23	408.508,59	379.147,61	330.412,14
Total de gás condensado *royalty* pago em dinheiro	USD	186.083,66	348.072,42	677.422,33	542.138,24

Fonte: INP, MIREME

O gás pago em espécie é alocado em função da política definida pelo MIREME, que toma em consideração o impacto no desenvolvimento a nível nacional dos projectos das entidades sujeitas a receber este gás tendo em conta a disponibilidade e propostas de monetização do gás natural apresentados pelas empresas. Sendo assim, a alocação do gás pago em espécie para os anos em análise foi efectuada para as empresas e nas quantidades indicadas na tabela abaixo:

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Tabela 19: Alocação do gás pago em espécie

Entidades/Projectos	UM	2016	2017	2018	2019
ENH (GJ)	GJ	552.401,86	566.482,08	605.053,15	653.297,26
MGC (GJ)	GJ	6.413.790,00	3.649.729,00	2.996.318,00	3.584.298,00
Kuvaninga (GJ)	GJ	—	404.217,00	2.535.979,31	2.602.733,00

Fonte: MIREME

Em circunstâncias excepcionais em que uma entidade não está a utilizar o gás do *royalty*, a ENH tem o poder de redirecionar esse gás para um projecto diferente até que o utilizador original volte a ter um ambiente favorável para utilizar o gás.

As modalidades de pagamento são definidas em cada contrato de compra e venda de gás (GSA), sendo que os clientes emitem um certificado de consumo à ENH (este certificado consiste em aferir as quantidades recebidas pelo cliente no ponto de entrega designado) no final de cada mês e a partir do mesmo, é gerada a factura que é submetida num prazo máximo de cinco dias ao cliente, devendo ser paga a 100% num prazo de vinte dias, por via bancária. O incumprimento pode resultar na aplicação de juros de mora.

Alocação de gás em espécie versus em dinheiro

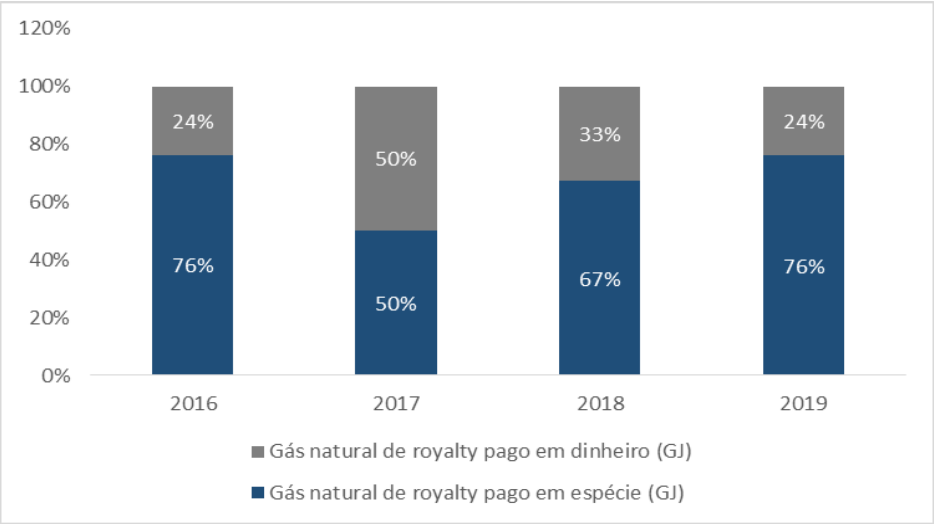
De acordo com a Lei n.º 27/2014 que aprova o Regime Especifico de Tributação e Benefícios Fiscais das Operações Petrolíferas, o Governo através de uma notificação escrita com 12 (doze) meses de antecedência, no lugar de receber em espécie o imposto sobre a produção de Petróleo, pode exigir ao contratado que pague mensalmente uma parte determinada desse imposto em dinheiro.

Após a notificação do pagamento do imposto sobre a produção de Petróleo em espécie, as quantidades mencionadas na notificação devem ser entregues à entidade designada pelo Governo, no caso especifico a ENH, no ponto de entrega. Este pagamento em espécie na quantidade especificada na notificação, mantem-se até que o Governo proceda à uma nova notificação, fornecendo ao contratado instruções revistas.

Do total do Gás natural de *royalty* pago no período em análise, mais de 60% foi pago em espécie com exceção do ano de 2017 que foi cerca de 50%, como mostra o gráfico abaixo:

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Gráfico 16: Quantidade do Gás em espécie versus em dinheiro



Fonte: MIREME

Critérios de Alocação de gás em espécie

A selecção das companhias compradoras do gás é feita pelo Governo e este concede a alocação aos clientes, mediante a apresentação das propostas dos projectos. Este processo de selecção e alocação, obedece aos critérios preconizados na política de atribuição do gás contida no Plano Director do Gás Natural. Os critérios para determinar os projectos qualificados são apresentados na tabela abaixo. Cada projecto apresentado será avaliado e classificado em termos quantitativos e qualitativos.

Tabela 20: Critérios de alocação do gás royalty

Nº	Critério	Descrição
1	Prioridade dos projectos	Os projectos que produzam electricidade, fertilizantes, gás para líquidos e metanol, que produzam no País, outros sub-produtos, têm uma prioridade mais alta do que os restantes projectos.
2	Preço do gás superior ao PMD	Os licitantes devem fornecer um preço de licitação para o gás, ao qual estejam dispostos a comprar gás. Este preço deverá ser superior ao PMD (do inglês "*minimum domestic gas price*", ou preço mínimo do gás no mercado doméstico). Um mega-projecto que apresente um pedido com um preço de gás mais elevado recebe uma classificação mais elevada, ponderados outros elementos, entre eles, o impacto do Projecto na economia nacional.
3	Quantidade de gás solicitada pelo promotor	O volume de gás deverá ser suficiente para o promotor, individualmente ou em conjunto com outros promotores, apoiar a construção de um gasoduto até às instalações propostas. O promotor terá de justificar os pressupostos económicos para a ligação a assegurar pelo gasoduto e propor um plano para a sua construção.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Nº	Critério	Descrição
4	Calendário para desenvolvimento do projecto	O Governo dá prioridade àqueles projectos que possam ser construídos e começar a funcionar assim que o gás for disponibilizado. Os promotores de projectos que possam utilizar gás doméstico assim que possível irão receber uma classificação mais elevada. Os promotores de projectos têm de submeter um calendário previsto para a construção e operação do projecto, juntamente com uma lista de licenças necessárias e prazos previstos para a sua obtenção.
5	Localização dos mega-projectos	Preferencialmente, os mega-projectos devem estar localizados perto de centros populacionais, para maximizar o potencial de utilização de mão-de-obra local no mega-projecto e para que indústrias de apoio possam crescer em torno dos mega-projectos, apoiando a construção da infra-estrutura do gasoduto.
6	Qualificações técnicas e financeiras do proponente e do projecto	Todas as propostas são avaliadas em função do mérito dos seus planos de desenvolvimento técnico e comercial. Os proponentes têm de demonstrar as suas qualificações técnicas, incluindo a sua experiência anterior, bem como os planos técnicos e de engenharia específicos para o mega-projecto proposto; demonstrar que têm os recursos financeiros necessários para realizar o investimento em Moçambique e provar a sua solvabilidade sendo necessário que apresentem cartas de crédito e outros documentos financeiros de suporte. Os proponentes irão também fornecer a base comercial para o seu projecto.
7	Compromisso do promotor em empregar moçambicanos	Todas as propostas de mega-projectos devem ter planos de acção para empregar cidadãos moçambicanos. Tais planos deverão incluir uma descrição de como o mega-projecto propõe aumentar o número de moçambicanos em categorias de trabalho qualificado com o decorrer do tempo. Os promotores de projectos deverão submeter os planos de emprego ao Ministério relevante, sendo estes depois analisados pelo Ministério do Trabalho.
8	Compromisso do promotor de usar fornecedores de serviços e bens Moçambicanos para as instalações	Os promotores devem ter planos de acção demonstrando como irão utilizar as PMEs já existentes para fornecer serviços e bens ao mega-projecto. Aquelas que proponham planos de acção realistas e forneçam linhas de orientação ao Governo irão receber uma classificação mais elevada.
9	Compromisso dos promotores de mitigar impactos sociais e Ambientais.	Os promotores de projectos devem realizar estudos ambientais necessários e comprometer-se a implementar as medidas de mitigação necessárias, bem como planos de gestão ambiental, conforme aprovados pelo Ministério da Terra e Ambiente.
10	Responsabilidade Social Empresarial	Os promotores têm de fornecer alguns planos iniciais para os tipos de actividades que poderão realizar no âmbito da sua responsabilidade social empresarial, levando em linha de conta as preocupações e necessidades da comunidade local. As propostas que tenham planos realistas e razoáveis para promover benefícios sociais para a

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Nº	Critério	Descrição
		comunidade local irão receber uma classificação mais elevada.
11	Benefícios para Moçambique	As propostas dos promotores devem demonstrar como os seus projectos irão beneficiar o País, de forma alargada. Os benefícios poderão incluir incrementos ao nível do emprego, educação, receitas fiscais, desenvolvimento de infra-estruturas e melhorias ao nível ambiental. Espera-se que as propostas incluam uma lista de benefícios tanto quantitativos como qualitativos.
12	Interesse nacional	As propostas devem contar, na sua estrutura de capital, com um interesse nacional inicial de, pelo menos, 10% que deverá evoluir no tempo através da colocação de acções na Bolsa de Valores de Moçambique, assumindo os seus detentores o compromisso de não repassá-lo para interesse estrangeiro.
13	Preço de venda do produto final no mercado nacional	Comparativamente aos produtos similares importados, o preço do produto final no mercado nacional deve ser mais baixo.

Fonte: Plano Director do Gás Natural

O Governo, conforme o Plano Director do Gás Natural, atribui a classificação mais elevada aos projectos qualificados de energia que tenham como objectivo fornecer electricidade aos mercados domésticos em Moçambique e assegura ainda, que todas as empresas adiram às mesmas regras e os critérios delineados acima, de modo a permitir que sejam avaliados de forma justa, coerente com transparência.

Pagamentos do *Royalty* da Sasol Petroleum Temane (SPT)

A tabela abaixo mostra o pagamento do gás de *royalty* reportada pela SPT no período em análise:

Tabela 21: Gás de Royalties pago em espécie

Ano/mês	2016		2017		2018		2019	
	Q (GJ)	Valor (MT)[12]	Q (GJ)	Valor (MT)	Q (GJ)	Valor (MT)	Q (GJ)	Valor (MT)
Janeiro	591.076,73	-	395.406,87	31.478.400,48	609.396,76	17.452.566,12	616.288,48	14.309.008,21
Fevereiro	660.734,11	-	354.716,78	29.524.099,63	524.714,35	16.801.138,85	580.882,17	9.879.108,07
Março	422.412,98	-	379.637,84	22.167.864,55	518.217,22	14.834.231,26	534.753,17	10.282.757,62
Abril	505.572,43	-	293.105,54	36.568.769,57	464.827,81	25.618.058,03	519.294,31	21.675.769,84
Maio	574.783,36	-	130.016,11	48.222.485,84	354.163,04	37.776.467,70	559.486,74	24.952.060,21
Junho	542.833,83	-	113.275,90	48.363.367,65	301.104,17	38.963.410,57	542.822,15	19.727.413,39
Julho	655.254,41	-	387.060,30	27.352.255,72	558.486,36	22.039.876,17	567.657,59	20.677.094,30

[12] Total do *Royalty* pago (gás + condensado)

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Agosto	618.903,23	-	431.814,63	26.122.871,56	540.553,44	24.391.830,50	570.083,61	22.891.786,64
Setembro	577.602,72	-	330.836,90	31.175.855,76	473.428,15	27.535.120,41	515.612,13	26.854.832,12
Outubro	620.126,73	19.248.741,09	452.185,49	21.884.402,44	575.210,39	23.510.233,96	620.773,21	18.260.296,25
Novembro	576.099,16	18.989.027,15	502.438,18	13.855.584,13	578.814,74	20.187.478,29	594.977,04	15.453.225,89
Dezembro	620.792,17	15.307.619,77	445.716,55	11.863.961,86	638.434,03	9.714.796,65	617.697,65	18.558.062,21
Total	**6.966.191,86**	-	**4.216.211,09**	**348.579.919,19**	**6.137.350,46**	**278.825.208,51**	**6.840.328,26**	**223.521.414,76**

Fonte: MIREME

6.2. Transações Relacionadas a Empresas Estatais (Requisito 4.5)

De acordo com o Padrão do ITIE 2019, as transações relacionadas a empresas estatais devem abranger o papel das empresas estatais que foi explicitamente apresentado no requisito 2.6, divulgação de informações exaustivas e confiáveis sobre pagamentos relevantes efectuados por empresas estatais, transferências de estatais para órgãos governamentais e transferências realizadas pelo governo a estatais.

A transferência de subsídio de exploração como já referenciado, é feita no âmbito do contracto programa, um acordo celebrado entre o Governo e o SEE. Neste sentido, de acordo com as informações disponibilizadas pelo IGEPE nenhuma empresa do SEE na indústria extractiva possui contracto programa, nestes termos nenhuma delas recebeu subsídio de exploração durante o período em análise.

As Demonstrações Financeiras da ENH no período em análise (2016 a 2019), na rúbrica Outros ganhos e perdas operacionais, inclui subsídios do governo. De acordo com a empresa estes subsídios do Governo são referentes a:

- Fundos provenientes do PPA (*Petroleum Production Agreement*) com a SASOL, segundo o qual as alíneas b) e c) do Art. 14.5 estabelecem que o Operador pagaria 50.000 USD por ano como apoio institucional e outros 50.000 USD para formação, durante as fases de Desenvolvimento e Produção; e

- Amortizações do Software SAP, que a sua utilização só iniciou em 2013. O Software SAP foi adquirido pelos fundos provenientes da NORAD para aquisição de Investimentos de Capital. De acordo com o PGC NIRF (NCRF 26) Um proveito deve ser reconhecido à medida que é consumido, daí que reconhecemos anualmente o proveito (como subsídio do Governo) com base na amortização do Sotware. Importa referir que os restantes activos adquiridos até ao período em análise já estavam totalmente amortizados e o SAP amortizou até 2017.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Tabela 22: Subsídios de Governo recebidos pela ENH (em Meticais)

Empresa	Ano				
	2016	2017	2018	2019	Total
ENH	8.695.756,0	7.293.970,0	3.058.000,0	3.030.750,0	**22.078.476,0**
Variação	N/A	-16%	-58%	-1%	-

Fonte: ENH

Em relação a transferência de dividendos, de acordo com as informações disponibilizadas pelo IGEPE, durante o período em análise ocorreram transferências de dividendos para o Estado conforme apresentado na tabela abaixo:

Tabela 23: Dividendos pagos ao Estado (Milhões de Meticais)

Entidade	Estado				
	2016	2017	2018	2019	2020
EMEM	-	-	-	-	-
ENH	-	-	-	100,00	516,6
CMH	120,02	282,80	198,69	394,05	660,4
CMG	-	-	-	36,60	30,0
Total	**120,02**	**282,80**	**198,69**	**530,65**	**1.207,0**

Fonte: IGEPE

A tabela abaixo apresenta as receitas pagas ao Estado e ao IGEPE a título de Dividendos, nos termos do despacho do Ministro das Finanças datado a 14 de Agosto de 2012:

Tabela 24: Receitas de Dividendos pagos ao Estado e IGEPE (Milhões de Meticais)

Entidade	2016		2017		2018		2019		2020	
	Estado	IGEPE	Estado	IGEPE	Estado	IGEPE	Estado	IGEPE	Estado	IGEPE
EMEM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENH	-	-	-	-	-	-	100,00	-	516,6	-
CMH	90,02	30,01	212,10	70,70	149,00	49,69	295,54	98,51	495,3	165,1
CMG	-	-	-	-	-	-	27,45	9,15	22,5	7,5
Total	**90,02**	**30,01**	**212,10**	**70,70**	**149,00**	**49,69**	**422,99**	**107,66**	**1.034,4**	**172,6**

Fonte: IGEPE

Nos termos do despacho acima mencionado, é fixado 25%, a percentagem de consignação ao IGEPE, sobre o valor da receita paga ao Estado a título de Dividendos, resultante das participações detidas pelo Estado sob gestão do IGEPE. As receitas referidas devem ser na totalidade pagas ao Tesouro Publico, sem prejuízo de posterior consignação da percentagem fixada para o IGEPE.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

7. Gastos Sociais e Económicos

7.1. Gastos Parafiscais de Empresas Estatais (Requisito 6.2)

De acordo com o padrão da ITIE 2019, quando a participação estatal nas indústrias extractivas gerar pagamentos de receitas significativos, os países implementadores devem incluir divulgações das empresas estatais sobre seus gastos parafiscais.

Exige-se que o grupo multipartite desenvolva um processo de divulgação de informações que ofereça o mesmo nível de transparência que o exigido para outros fluxos de pagamentos e receitas e deve incluir subsidiárias estatais e *joint ventures.*

Os gastos parafiscais incluem acordos por meio dos quais empresas estatais assumem gastos sociais públicos como pagamentos por serviços sociais, infraestrutura pública, subsídios a combustíveis, serviço da dívida pública etc., fora do processo orçamentário nacional. Os países implementadores e grupos multipartites podem desejar levar em conta a definição de gastos parafiscais adoptada pelo FMI ao determinar se um gasto é considerado parafiscal.

Análise Comparativa: Em muitos países, existem empresas estatais e outras entidades públicas nas indústrias extractivas que realizam despesas parafiscais em nome do Estado, tais como pagamentos de serviços sociais, infraestruturas públicas, subsídios de combustível e serviço da dívida nacional, que estão fora do processo de Orçamento do Estado, como mostram a tabela de alguns países abaixo:

Tabela 25: Análise Comparativa dos Gastos Parafiscais

País	Descrição
Nigéria	Houve deduções da SOE da participação do governo na produção, a retenção de uma parte das alocações de petróleo bruto doméstico (Naira) para cobrir a parte do subsídio pago pela NNPC (Nigerian National Petroleum Corporation) sem ser registada no orçamento nacional. Os Modelo de colecta de dados, modelos de relatórios da EITI de Petróleo e Gás da Nigéria cobrem divulgações da componente parafiscal dos subsídios aos combustíveis, deduzidos pela empresa nacional de petróleo NNPC para cobrir subsídios que excedam aqueles cobertos pelo orçamento nacional (Guidance Note: EITI REQUIREMENT 6.2, P.12).
República do Congo	Na alocação de receitas de petróleo em espécie nos últimos anos, a SNPC (Société nationale des pétroles du Congo) reteve uma parte das receitas da venda das receitas em espécie do estado para pagar empréstimos para infraestruturas sem compensação do orçamento nacional (Guidance Note: EITI REQUIREMENT 6.2, P.13).
Costa do Marfim	Nos subsídios de gás natural, o governo subsidia as vendas de gás natural a produtores domésticos de energia para despesas acima de XAF 50 bilhões, sem que isso seja registado

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

	no orçamento nacional. Os subsídios são retirados do "gás com lucro" em espécie do estado sob CPP, que são processados internamente para produção de electricidade (Guidance Note: EITI REQUIREMENT 6.2, P.15).
India	Na transparência das atividades parafiscais, O banco central, o Reserve Bank of India, publica relatórios regulares sobre transparência fiscal, juntamente com relatórios trimestrais e anuais sobre atividades parafiscais (Guidance Note: EITI REQUIREMENT 6.2, P.17).
Gana	Na Gestão SOE das receitas do petróleo, o Comité Estatutário de Interesse Público e Responsabilidade, publica relatórios semestrais sobre a gestão e uso das receitas do petróleo. Estes destacam claramente as despesas parafiscais da empresa nacional de petróleo GNPC (Ghana National Petroleum Corporation) (Guidance Note: EITI REQUIREMENT 6.2, P.17);
Madagáscar	Gastos parafiscais com infraestrutura e despesas ministeriais. Relatórios da EITI e divulgações online da SOE OMNIS (Office des Mines Nationales et des Industries Stratégiques) forneceram detalhes de pagamentos de viagens de funcionários ao exterior e reabilitação de estradas realizada pela OMNIS (Guidance Note: EITI REQUIREMENT 6.2, P.23).

Fonte: intellica (Adaptado)

O grande desafio para as empresas do Estado, é que os gastos parafiscais caracterizam-se em maiores riscos de fraude, falta de auditoria de despesas realizadas por entidades quase públicas e despesas realizadas com prejuízo ou abaixo da taxa de lucro normal.

A existência de um número considerável de actividades parafiscais complica a formulação da política fiscal. Ela diminui a relevância do saldo orçamentário como indicador da posição financeira do governo e significa que as informações sobre a magnitude das receitas e despesas do Estado não constitui uma boa indicação do tamanho efectivo do governo.

São frequentemente considerados menos ideal em comparação com as despesas fiscais registadas no orçamento nacional, que geralmente tem supervisão parlamentar.

Tipos de Actividades Parafiscais[13]

Operações relacionadas ao sistema financeiro

- Empréstimos subvencionados
- Sub-remuneração das reservas obrigatórias
- Limites de crédito
- Operações de resgate

Operações relacionadas aos sistema cambial e comercial

- Taxas de câmbio múltiplas

[13] Manual de Transparência Fiscal (2007), P.85

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

- Depósitos de importação
- Depósitos sobre compras de activos estrangeiros
- Garantias cambiais
- Seguro do risco cambial subsidiado
- Barreiras não tarifárias

Operações relacionadas ao sector comercial privado

- Cobrança de preços abaixo do mercado
- Fornecimento de serviços não comerciais (por ex., serviços sociais)
- Fixação de preços visando a receita orçamentária
- Pagamento de preços acima do mercado aos fornecedores

Para o caso de Moçambique, a Lei que estabelece os princípios e regras aplicáveis ao Sector Empresarial do Estado (Lei n.º 3/2018, de 19 de Junho) e o correspondente regulamento (Decreto n.º 10/2019, de 26 de Fevereiro), não fazem menção à obrigatoriedade das empresas estatais realizarem gastos em nome do governo. Na análise das Demonstrações Financeiras das empresas do SEE na indústria extractiva, não foram identificadas evidências de ocorrência de gastos parafiscais.

A mesma Lei no (artigo 21 da Lei n.º 3/2018), através do contrato-programa[14] descreve a existência de garantias para as empresas do sector empresarial do Estado, com aprovação do Ministro que superintende a área de finanças, em cobrir custos da componente social do serviço público, que não são as mesmas despesas parafiscais

[14] Contrato-programa é um acordo celebrado entre o Governo e a empresa do sector empresarial do Estado que visa garantir a cobertura dos custos da componente social do serviço público a prestar.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

8. Regras e Procedimentos de Auditoria para o Sector Empresarial do Estado

A legislação moçambicana, se referiu pela primeira vez, ao exercício das funções de auditor no Decreto n.º 32/90, de 7 de Dezembro, que teve efeitos a partir do exercício económico de 1992. Esta norma, no seu artigo 1º, estabeleceu a obrigatoriedade das empresas, especialmente as sociedades de capital aberto, apresentarem os respectivos balanços e demonstração dos resultados anuais certificados por um auditor independente e profissionalmente idóneo.

O artigo 4 do Decreto n.º 32/90, de 7 de Dezembro e as Resoluções no 5/GB/2014 e a Resolução no 6/GB/2014 de 16 de Abril da OCAM (2014), que aprovam o Código de Ética e Deontologia Profissional e o Regulamento Disciplinar da OCAM remetem para a adopção de regras e práticas de auditoria que estejam de acordo com os padrões internacionais e ao enquadramento legal e institucional da respectiva actividade em Moçambique. A resolução que aprova o código de ética faz menção, na introdução, que a mesma constitui uma adaptação em plenitude do Código de Ética do IFAC.

Moçambique, à semelhança de muitos países, tem vindo a adoptar as Normas Internacionais de Auditoria (*International Standards on Auditing* – ISA), emitidas pela *International Auditing and Assurance Standards Board* (IAASB)[15] através da *International Federation of Accountants* (IFAC), com vista a melhorar e uniformizar as suas práticas de auditoria. Desta forma, a adopção das Normas Internacionais de Auditoria constitui um elemento fundamental para as empresas que pretendem garantir a credibilidade da informação financeira e garantir uma melhor comunicação com os mercados.

Tratando-se de normas internacionais, a sua interpretação e implementação em diferentes países pode dar origem a situações ambíguas, originando diferentes resultados. Deste modo, *o International Auditing and Assurance Standards Board* (IAASB), com a finalidade de tornar as normas de auditoria mais compreensíveis e de fácil interpretação e implementação, levou a cabo em 2009 o projeto clarity[16], que culminou com a publicação de 36 normas actualizadas, revistas e uma norma de controlo de qualidade (ISQC). Moçambique, sendo um país em vias de desenvolvimento, encontrou nas normas

[15] Manual das Normas Internacionais de Controlo de Qualidade, Auditoria, Revisão, Outros Trabalhos de Garantia de Fiabilidade e Serviços Relacionados (Edição 2015 – Parte I)

[16] https://www.iaasb.org/projects/clarity-iaasb-standards

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

internacionais de auditoria uma ferramenta para garantir a credibilidade das informações financeiras, bem como a atracção de investimento estrangeiro.

Num contexto de desenvolvimento e enquadramento do país nas melhores práticas internacionais, Moçambique adoptou as Normas Internacionais de Relato Financeiro (NIRF), reflectindo-as no seu Plano Geral de Contabilidade, por força da entrada em vigor do Decreto n.º 70/2009, de 22 de Dezembro.

As empresas do SEE, não dispõem de regras e procedimentos específicos de auditoria, sendo que, as suas demonstrações financeiras auditadas são sujeitas às Normas Internacionais de Auditoria (ISA) adoptadas pelo País.

De acordo com o artigo 28 da Lei do SEE, as empresas do SEE devem criar um órgão de auditoria interna e as suas contas devem ser obrigatoriamente objecto de auditoria externa, a ser feita por auditores independentes, sem prejuízo das competências próprias do Conselho Fiscal e do órgão de auditoria interna. O Decreto n.º 10/2019, de 26 Fevereiro, no seu artigo 26 refere, ainda que, as empresas do SEE podem ser auditadas pelo mesmo auditor externo, por um período não superior a 4 (quatro) anos consecutivos.

Após aprovação, como já mencionado, o Relatório e Contas do exercício auditadas devem ser publicados nos jornais de maior circulação e/ou no *website* da empresa, até 30 (trinta) dias a contar da data de aprovação pela Assembleia Geral.

A periodicidade com que a EMEM, ENH, CMH e CMG efectuam auditorias é anual e para o caso da ENH, CMH e CMG o exercício fiscal é de Julho a Junho. Portanto, os resultados das auditorias externas das demonstrações financeiras estatutárias das Empresas são publicadas no jornal de maior circulação e os mesmos podem ser acessados nos *websites* das respectivas empresas com a excepção da EMEM, pois, o *website* encontrava-se inoperacional aquando da elaboração deste relatório e da CMG que não dispõe de um *website*. As auditorias da EMEM como empresa são anuais, o mesmo acontece com os empreendimentos mineiros, uma vez que a maior parte dos projectos estão a ser promovidos por empresas listadas, a informação financeira e auditoria obedece a padrões internacionalmente aceites e as auditorias encomendadas pelas empresas são independentes e suficientes para aferir o grau de operação e eficácia dos projectos e estas são anuais.

Relativamente a existência da supervisão parlamentar da contabilidade financeira do SEE, a Lei n.º 6/2012, Lei das Empresas Públicas, revogada, determinava que na apresentação da

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Conta Geral do Estado à Assembleia da República, nos termos do artigo 153 da Lei n.º 17/2007, de 18 de Julho, o Governo deve incluir uma informação sobre a situação económico-financeira de todas as Empresas, no entanto, a nova Lei do SEE não preconiza a supervisão parlamentar das empresas que integram o sector. Ademais, a entidade que gere e coordena o SEE reafirmou, não existir actualmente um mecanismo legal para o efeito.

Todos os SEE´s disponibilizaram fisicamente suas demonstrações financeiras (ASF), conforme a tabela abaixo:

Tabela 26: Demonstrações Financeiras Auditadas e Publicadas Anualmente no período 2016-2019

SEE	Disponibilidade de AFS Auditado	Publicação no website
Empresa Moçambicana de Exploração Mineira (EMEM)	Sim	Não
Instituto de Gestão das Participações do Estado (IGEPE)	Sim	Sim
Empresa Moçambicana e Hidrocarbonetos (CMH)	Sim	Sim
Empresa Moçambicana de Gasoduto (CMG)	Sim	Sim
Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH)	Sim	Sim

Fonte: intellica (Adaptado)

Nos termos do artigo 29 da Lei do SEE, as empresas devem elaborar anualmente o relatório e contas do exercício, auditado e sujeito à aprovação da Assembleia Geral de 31 de Março de cada ano. Em relação a esta lei, importa destacar que as empresas cumprem na íntegra.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

9. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

9.1. Conclusões

A implementação dos requisitos do padrão mostram que embora as transações financeiras relacionadas com o SEE se tenham tornado mais transparentes, ainda há um longo caminho a ser percorrido para um maior transparência sobre a forma como o SEE opera, as suas estruturas de propriedade e como lidar com os riscos de corrupção.

O Estado moçambicano participa na indústria extractiva através de empresas públicas, participadas (subsidiarias) em pequenos investimentos com participação minoritárias no capital das concessionárias. As empresas do Sector Empresarial do Estado nomeadamente, a Empresa Moçambicana de Exploração Mineira (EMEM), Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH) e as suas subsidiárias, tais como a Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos (CMH) e a Companhia Moçambicana do Gasoduto (CMG) constituem o veículo de participação e braço empresarial do Estado na indústria extractiva. Através destas empresas o Estado tem participações minoritárias em várias empresas na indústria extractiva.

As relações financeiras entre o Estado e o SEE na indústria extractiva, suportadas pela Lei n.º 3/2018 bem como do Decreto n.º 10/2019, não foram definidas de forma clara quando comparadas com a legislação anterior das Empresas Públicas, ou seja, anteriormente a transferência dos lucros para o OE ocorria sob proposta do órgão do aparelho de Estado a que se subordinava a empresa estatal e o Ministério das Finanças determinava em cada o montante a ser transferido, sendo que, actualmente compete a Assembleia Geral das empresas estatais deliberar sobre a politica de dividendos e a aplicação de resultados de cada exercício económico. Esta situação resulta dos esforços do Governo na melhoria da governação corporativa das suas empresas, delegando poderes para os órgãos sociais e de gestão do seu Sector Empresarial.

Durante o período em análise, na área de hidrocarbonetos não houve alterações na participação estatal e estrutura accionista das suas subsidiárias e afiliadas. A EMEM, a única representante comercial do Estado na área de mineração reportou mudanças nas suas participações tendo evoluído de 6 participações em 2016 para 12 participações em 2019, o que revela os esforço por parte do Governo para garantir receitas adicionais na área de mineração.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Em relação aos dividendos, a CMH, reportou pagamentos ao Estado em todo o período em análise, contrariamente a EMEM, que não reportou quaisquer pagamentos ao Estado no mesmo período, visto que, as suas participações não têm gerado os retornos esperados.

Relativamente a emissão de empréstimos e garantias de empréstimos pelo governo das quatro empresas consideradas materiais para o estudo apenas a ENH é que se beneficiou da garantia soberana no montante de 2.250,0 milhões de USD, no entanto, de acordo com a ENH a informação sobre o custo do financiamento não é pública o que não permite analisar as condições de financiamento a que o Estado se submeteu para garantir a participação nesta operação.

Do total do gás natural de *royalty* pago em espécie, no período em análise, foi alocado ao Governo cerca de 24.564.298,66 de GJ e 1.753.716,65 de USD de gás condensado pago em dinheiro.

Em relação ao processo de selecção das companhias compradoras do gás de *royalty*, este obedece aos critérios preconizados na Política de atribuição do gás contida no Plano Director do Gás. O Governo têm recebido propostas de vários promotores para construir e operar mega-projectos concedendo licenças para o desenvolvimento dos projectos com base num processo transparente de qualificação. No entanto, não foram encontrados os contratos de compra e venda do gás nem as modalidades de pagamento do mesmo.

A divulgação das demonstrações financeiras auditadas das empresas é feita no jornal de maior circulação e nos *websites* para o caso da ENH e CMH, não tendo sido possível, aferir se a mesma divulgação é feita para o caso da EMEM e CMG, uma vez que, os seus *websites* não se encontrava em funcionamento aquando da elaboração do estudo.

A Lei que estabelece os princípios e regras aplicáveis ao Sector Empresarial do Estado (Lei n.º 3/2018, de 19 de Junho) e o correspondente regulamento (Decreto n.º 10/2019, de 26 de Fevereiro), não fazem menção à obrigatoriedade das empresas estatais realizarem gastos em nome do governo. Na análise das Demonstrações Financeiras das empresas do SEE na indústria extractiva, não foram identificadas evidências de ocorrência de gastos parafiscais.

9.2. Recomendações

Com base nas conclusões acima, apresentamos as seguintes recomendações:

Recomendação	Responsável

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Assegurar a divulgação em toda a sua extensão da participação directa e indirecta do Estado no sector extractivo para a maximização da transparência, incluindo as de participações minoritárias, através das demonstrações financeiras. Considerando que a legislação do SEE ainda é recente, há necessidade de maior aprimoramento da sua interpretação e aplicação, através de maior divulgação, monitoria da implementação pelo IGEPE e entidades de fiscalização, o que irá permitir a identificação dos aspectos que carecem de melhoria	IGEPE
Definir normas que obrigam as empresas do SEE, disponibilizar informação sobre financiamento com garantia soberana (com destaque para a taxa de juro e o cronograma de pagamento), de forma a permitir a análise das condições e riscos associados a que o Estado se submete para obter financiamentos, isto pode ser materializado através do cumprimento integral das regras do relato financeiro previsto no Decreto n.º 70/2009, de 22 de Dezembro.	IGEPE
Melhorar o processo de divulgação das demonstrações financeiras auditadas das empresas do SEE na indústria extractiva, incluindo nos web*sites*, que poderão permitir o conhecimento da sociedade no geral sobre os benefícios da participação do Estado na indústria extractiva e participações minoritariamente. As divulgações das demonstrações financeiras irá permitir também a transparência em relação aos ganhos e perdas nas participações minoritárias, incluindo os dividendos recebidos.	IGEPE
Divulgar os contratos de compra e venda do gás royalty, para torná-los acessíveis ao público.	MIREME / INP
Revisão da legislação petrolífera e mineira da obrigatoriedade de disponibilizar informação relativa aos pagamentos efectuados ao Estado pelas empresas (dividendos, impostos, *royalties*, etc).	INP / INAMI
Garantir maior divulgação de todos os instrumentos jurídicos em vigor relativos ao SEE e a indústria extractiva, nos portais das instituições do Estado que lidam com SEE.	MIREME / MEF / IGEPE
Contribuir na melhoria do entendimento do requisito 6 dos gastos sociais e económicos, no geral e 6.2 dos gastos para-fiscais em particular, através da definição de normas que clarifiquem a permissão da legalidade ou não de tais	ITIEM

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

gastos. Para que o ITIEM melhore a compreensão, será necessário haver sessões de capacitação para o MSG.	
Continuando a luta pela total transparência nos processos de negociação de recursos naturais, as concessões de adjudicação, as cláusulas contratuais, transferências, pagamentos, o uso de pagamentos, a relação entre explorações extractivistas e outras actividades económicas e sociais, impactos ambientais, impactos na vida das pessoas, sistemas e valorização de recursos etc.	ITIEM
Estabelecimento de um sistema de trabalho para discutir, avaliar e adotar as recomendações do relatório da EITI e outras avaliações relacionadas, bem como monitorar sua implementação.	ITIEM
Revisão dos sistemas de disponibilização de informação detalhada sobre as operações das empresas públicas do sector mineiro e de hidrocarbonetos e o Estado.	IGEPE/ ITIEM
Revisão de conformidade das leis e regulamentos adequados e a garantia da sua plena aplicação.	ITIEM
Revisão da participação dos governos no sector extractivo. Esclarecer ou simplificar a participação acionária e considerar a participação em empresas lucrativas.	IGEPE / MEF
Revisão / pressupostos do modelo (dívida da ENH e sua participação), dada a dinâmica de mudança no mercado global de energia	MEF / IGEPE
Revisão das leis, para evitar conflitos de interesse como o que aconteceu com INAMI que é regulador e accionista na mesma empresa EMEM da área mineira.	MIREME / INP

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

10. REFERÊNCIAS

Publicações

- Banco de Moçambique (2016), "RELATÓRIO ANUAL", volume 25, Comissão Editorial: Banco de Moçambique.
- Banco de Moçambique (2017), "RELATÓRIO ANUAL", volume 26, Comissão Editorial: Banco de Moçambique.
- Banco de Moçambique (2018), "RELATÓRIO ANUAL - Situação Macroeconomia", volume 27, Comissão Editorial: Banco de Moçambique.
- Banco Mundial, (2017), "Actualidade económica De Moçambique – Dezembro de 2017", Banco Mundial: Maputo, Moçambique.
- Banco Mundial, (2018), "Actualidade económica De Moçambique – Outubro 2018", Banco Mundial: Maputo, Moçambique.
- Companhia Moçambicana de Gasoduto, S.A., (2016 – 2019), 'Relatório e Contas', Maputo, Moçambique.
- Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos, S.A., (2016 – 2019), 'Relatório e Contas', Maputo, Moçambique.
- Empresa Moçambicana de Exploração Mineira, S.A., (2016 – 2019), 'Relatório de actividade e Gestão', Maputo, Moçambique;
- Empresa Moçambicana de Exploração Mineira, S.A., (2016 – 2019), 'Relatório e Contas', Maputo, Moçambique.
- Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P., (2016 – 2019), 'Relatório e Contas', Maputo, Moçambique.
- FMI, (2017), "Regional Economic Outlook Sub-Saharan Africa: Restarting the Growth Engine", FMI: Washington DC.
- IAASB, (2015), 'Manual das Normas Internacionais de Controlo de Qualidade, Auditoria, Revisão, Outros Trabalhos de Garantia de Fiabilidade e Serviços Relacionados', Edição 2015 – Parte I.
- ITIE - Moçambique (2018). Sétimo Relatório da ITIE - Ano 2018. Maputo: Deloitte. Fevereiro.
- ITIE - Moçambique (2020). Nono Relatório Independente da ITIE - Ano 2019. Maputo: i2A Consultoria. Dezembro.
- ITIE - Moçambique (2020). Oitavo Relatório Independente da ITIE - Anos 2017 e 2018. Maputo: i2A Consultoria. Fevereiro.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

- República de Moçambique, Conselho de Ministros, Plano Director do Gás Natural – junho de 2014.
- República de Moçambique, "Plano Económico e Social para o ano de 2020 - Abril de 2020".
- República de Moçambique, "Plano Económico e Social Para o ano 2017 - Dezembro de 2016 ".
- República de Moçambique, "Plano Económico e Social Para o ano 2018 - Dezembro de 2017 ".
- República de Moçambique, "Plano Económico e Social Para o ano 2019 - Dezembro de 2018 ".
- República de Moçambique, Ministério da Economia e Finanças, (vários anos), 'Conta Geral do Estado auditada,' Maputo, Moçambique.
- República de Moçambique, Ministério da Economia e Finanças, (vários anos), 'Orçamento do Estado,' Maputo, Moçambique.
- República de Moçambique, Ministério da Economia e Finanças, vários anos, 'Relatório Anual da Dívida Pública', Maputo, Moçambique.

Contratos

- Artumas Moçambique Petróleos, Limitada (2007) - Pesquisa e Produção de Petróleo – Área Onshore - Bloco do Rovuma.
- Minas Moatize Limitada (2013) - Concessão Mineira.
- Sasol Petroleum Mozambique Limitada (2000) - Contrato de partilha de produção.
- Vale do Rio Doce (2004) - Concessão Mineira da Mina de Moatize.

Legislação

- Lei n.º 3/2018, de 19 de Junho – Estabelece os princípios e regras aplicáveis ao Sector Empresarial do Estado.
- Lei n.º 6/2012, de 8 de Fevereiro – Lei das Empresas Públicas e revoga a Lei n.º 17/91 de 3 de Agosto.
- Lei n.º 17/91, de 3 de Agosto – Lei das Empresas Públicas.
- Lei n.º 2/81, de 30 de Setembro – Lei da Organização e Funcionamento das Empresas Estatais.

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

- Lei n.º 21/2014, de 18 de Agosto – Lei de Petróleos.
- Lei n.º 20/2014, de 18 de Agosto – Lei de Minas.
- Lei n.º 27/2014, de 23 de Setembro – Estabelece o Regime Especifico de Tributação e de Benefícios Fiscais das Operações Petrolíferas.
- Lei n.º 28/2014, de 23 de Setembro – Estabelece o Regime Especifico de Tributação e de Benefícios Fiscais de Actividade Mineira.
- Lei n.º 21/2014, de 18 de Agosto – Lei de Petróleos.
- Decreto n.º 10/2019, de 26 de Fevereiro – Aprova o regulamento da Lei n.º 3/2018, de 19 de Junho**.**
- Decreto n.º 77/2017, de 28 de Dezembro – Aprova os procedimentos relativos à emissão e gestão da dívida pública e das garantias pelo Estado.
- Decreto n.º 102/2019, de 31 de Dezembro – Procede à emissão de Garantia Financeira limitada ao valor máximo de USD 2.250.000.000,00 (dois mil, duzentos e cinquenta milhões de dólares norte-americanos), para permitir a cobertura da quota-parte de risco inerente à participação da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P. (ENH) no financiamento a conceder pelos financiadores ao Projecto de Gás Natural Liquefeito Golfinho/Atum, no Bloco do Rovuma.
- Decreto n.º 32/2015, de 31 de Dezembro – Aprova o Regulamento do Regime Especifico de Tributação e de Benefícios Fiscais das Operações Petrolíferas.
- Decreto n.º 32/90, de 7 de Dezembro – Regulamenta a auditoria e certificação de contas.
- Resolução n.º 5/Gb/2014 - Código de Ética e Deontologia Profissional.
- Resolução n.º 6/Gb/2014 - Regulamento de Controlo de Qualidade da OCAM.

Páginas da internet

- CMH: http://www.cmh.co.mz/images/Relatorio&Contas/Relatorio_&_Contas_AF19.pdf
- IGEPE: http://www.igepe.org.mz/leis-e-regulamentos/
- INP: http://www.inp.gov.mz/pt
- INAMI: https://www.inami.gov.mz/

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

- EITI: http://www.eitransparency.org/
- EITI Standard (Requirements 2.6, 4.2, 4.5 and 6.2): https://eiti.org/document/standard
- EITI page about state-owned enterprises: https://eiti.org/role-of-stateowned-enterprises
- EITI page about state-owned enterprises: https://eiti.org/role-of-stateowned-enterprises
- EITI Guidance Note number 18 about state-owned enterprises: https://eiti.org/GN18
- EITI page on commodity trading: https://eiti.org/commodity-trading
- EITI Guidance Note number 26 on the sale of oil by state-owned enterprises: https://eiti.org/GN26
- IMF: https://www.imf.org/en/Publications/FM/Issues/2020/04/06/fiscal-monitor-april-2020#Chapter%203
- OECD Guidelines on corporate governance of state-owned enterprises http://www.oecd.org/corporate/guidelines-corporate-governance-SOEs.htm
- The State's Engagement in Business in Mozambique, published by USAID: https://s3.amazonaws.com/rgi-documents/ad0c8c4bd01a3c1e20175614419124d1a24379b2.pdf
- IFAC: http://www.ifac.org
- IAASB: https://www.iaasb.org/projects/clarity-iaasb-standards

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

ANEXOS

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

DADOS DE PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL E CONDENSADO

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Dados de Produçao de Gás Natural e Condensado

		2016												
		Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Total
Gás Produzido	**Unidades**													
Volume Total Produzido	Nm^3	391.531.972,55	376.164.747,44	340.074.709,50	385.776.383,58	403.938.223,14	399.711.909,08	402.067.227,66	410.132.789,62	402.416.295,61	410.764.944,64	401.111.550,68	394.013.491,11	4.717.704.244,61
Energia	GJ	16.084.133,43	15.467.894,41	13.953.265,33	15.859.267,13	16.597.821,59	16.392.185,39	16.520.406,30	16.917.977,57	16.639.913,82	16.981.287,82	16.547.455,91	16.263.860,10	194.225.468,81
Oilfield	scf	14.614.322.406	14.040.725.364	12.693.628.607	14.399.489.293	15.077.398.177	14.919.646.720	15.007.561.340,00	15.308.616.506,00	15.020.590.650,00	15.332.212.323,00	14.971.889.740,00	14.706.947.569,00	176.093.028.695,00
Valor Calorifico	MJ/Nm^3	41,08	41,12	41,03	41,11	41,09	41,01	41,09	41,25	41,35	41,34	41,25	41,28	
Volume usado nas Operações	Nm^3	8.063.462,96	7.674.261,55	7.573.468,98	8.638.948,85	9.113.139,07	8.607.265,76	8.770.842,91	7.809.771,36	7.507.000,93	7.906.899,10	7.129.914,56	7.711.514,64	96.506.490,67
Volume Queimado	Nm^3	1.891.417,52	1.740.983,30	1.243.582,44	1.279.249,94	1.516.157,61	1.369.966,71	1.990.731,67	1.663.201,01	1.144.523,31	1.167.054,58	1.192.314,08	1.379.601,05	17.578.783,23
Total de Gás Exportado e Vendido no mercado nacional	GJ	15.080.326,58	14.422.826,22	13.170.570,48	14.945.100,30	15.585.698,21	15.438.806,10	15.425.801,00	15.908.674,73	15.704.428,56	15.985.283,14	15.628.141,58	15.267.256,78	182.562.913,68
Total de Gás Exportado para RSA	GJ	12.833.693,63	12.455.656,17	10.953.645,32	12.783.117,14	13.425.081,68	13.441.034,73	13.356.730,12	13.771.387,24	13.521.225,60	13.746.989,24	13.475.383,71	13.062.997,68	156.826.942,25
GSA1	GJ	10.665.405,83	10.584.017,01	8.952.525,67	10.524.037,09	11.093.768,92	11.196.317,98	11.056.028,77	11.456.959,91	11.298.233,13	11.448.542,67	11.234.600,94	10.725.037,63	130.235.475,55
GSA2	GJ	2.168.287,80	1.871.639,16	2.001.119,65	2.259.080,05	2.331.312,76	2.244.716,75	2.300.701,35	2.314.427,33	2.222.992,47	2.298.446,57	2.240.782,77	2.337.960,04	26.591.466,70
Total de Gás Vendido no mercado nacional	GJ	2.246.632,95	1.967.170,05	2.216.925,16	2.161.983,16	2.160.616,53	1.997.771,37	2.069.070,88	2.137.287,49	2.183.202,96	2.238.293,90	2.152.757,87	2.204.259,10	25.735.971,43
GSA3 GigaWatt/MGC (Uso interno - Geração de Energia)	GJ	649.765,17	462.359,00	616.667,91	603.066,11	625.277,62	592.683,46	613.936,33	601.177,29	593.748,75	620.334,36	600.706,97	620.064,57	7.199.787,53
GSA3 ENH/KOGAS (Uso interno - Geração de Energia / Rede de Distrib	GJ	508.875,69	474.450,19	508.281,35	491.008,40	511.442,03	491.705,76	509.102,70	505.805,36	491.861,22	508.590,94	493.931,85	509.898,49	6.004.953,98
GSA3 CTRG (uso interno - Geração de Energia)	GJ	973.586,00	923.084,64	980.965,95	953.253,36	973.781,02	913.382,15	946.031,86	975.342,33	947.108,01	967.955,31	938.675,31	939.665,46	11.432.831,40
GSA3 ENH 2mGJ (Uso interno - Geração de Energia)	GJ	114.406,09	107.276,22	111.009,95	114.655,29	50.115,86	0,00	0,00	54.962,51	150.484,98	141.413,29	119.443,74	134.630,58	1.098.398,52
Royalty (5%)	GJ	754.016,33	721.141,31	658.528,52	747.255,02	779.284,91	771.940,31	771.290,05	795.433,74	785.221,43	799.264,16	781.407,08	763.362,84	9.128.145,68
Valor das Exportações[5]	USD	11.550.324,27	11.210.090,55	9.858.280,79	7.925.532,63	8.323.550,64	8.333.441,53	10.418.249,49	10.741.682,05	10.546.555,97	12.097.350,53	11.858.337,66	11.495.437,96	124.358.834,06
Valor do Gas vendido internamente [7]	USD	3.130.446,61	2.852.883,15	3.116.138,61	3.001.670,01	3.114.853,93	2.861.938,10	2.928.132,68	3.063.057,54	3.142.229,31	3.159.270,06	3.035.401,22	3.095.471,54	36.501.492,78
Preço de venda (GSA1)	USD/GJ [2]	0,90	0,90	0,90	0,62	0,62	0,62	0,78	0,78	0,78	0,88	0,88	0,88	---------
Preço de venda (GSA2)	USD/GJ	0,90	0,90	0,90	0,62	0,62	0,62	0,78	0,78	0,78	0,88	0,88	0,88	---------
Preço de venda **(MGC)**	USD/GJ	0,67	0,67	0,67	0,61	0,61	0,61	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	---------
Preço de venda (ENH/KOGAS)	USD/GJ	1,28	1,28	1,28	1,28	1,37	1,37	1,32	1,32	1,32	1,29	1,29	1,29	---------
Preço de venda (CTRG)	USD/GJ	1,91	1,91	1,91	1,91	2,00	2,00	1,95	1,95	1,95	1,92	1,92	1,92	
Preço de venda ENH 2mGJ	USD/GJ	1,61	1,61	1,61	1,61	1,70	1,70	1,65	1,65	1,65	1,62	1,62	1,62	---------
Total de Gás de Royalty pago em especie	GJ	591.076,73	660.734,11	422.412,98	505.572,43	574.783,36	542.833,83	655.254,41	618.903,23	577.602,72	620.126,73	576.099,16	620.792,17	
ENH (GJ)	GJ	52.796,73	45.531,11	50.577,98	46.054,43	42.266,36	40.544,83	41.361,41	43.137,23	44.960,72	47.526,73	46.249,16	51.395,17	552.401,86
MGC (GJ)	GJ	538.280,00	615.203,00	371.835,00	459.518,00	532.517,00	502.289,00	613.893,00	575.766,00	532.642,00	572.600,00	529.850,00	569.397,00	6.413.790,00
valor do Royalty gas pago em especie (USD)	USD	531.969,05	600.402,63	380.171,69	313.454,91	356.365,68	336.556,98	511.098,44	482.744,55	450.530,12	545.711,52	506.967,27	546.297,11	5.562.269,94
Total de Gas de Royalty pago em dinheiro														
Quantidades (GJ)	(GJ)[1]	162.939,60	60.407,20	236.115,54	241.682,59	204.501,55	229.106,48	116.035,64	176.530,51	207.618,71	179.137,43	205.307,92	142.570,67	2.161.953,83
Valor Pago pelo gas em dinheiro (USD)	USD	202.069,49	102.746,05	268.549,28	232.905,23	215.554,55	223.212,01	156.220,67	207.493,31	233.910,00	217.119,51	237.719,68	183.248,37	2.480.748,13
Gas de excesso	GJ	252.879,45	261.645,25	-16.240,79	66.645,55	126.078,01	264.971,35	236.153,13	245.528,56	421.238,95	413.422,36	424.179,82	38.233,50	2.734.735,13
Valor do Gas de excesso	USD	1.706,94	1.766,11	-109,63	309,90	586,26	1.232,12	2.638,84	1.436,34	2.464,25	2.728,59	2.799,59	252,34	17.811,64
Total Pago em dinheiro (USD)	USD	203.776,43	104.512,16	268.439,66	233.215,13	216.140,81	224.444,12	158.859,50	208.929,65	236.374,24	219.848,10	240.519,26	183.500,71	2.498.559,77
Total Pago em dinheiro (MT)	MT	10.537.279,02	5.630.070,07	13.762.901,33	12.579.624,07	13.011.676,63	15.733.533,02	11.382.283,30	15.295.739,73	18.259.910,32	17.011.845,72	17.853.745,02	13.098.280,61	164.156.888,84
Condensado														
Produzido (bbls)	bbls	38.289,31	37.544,57	35.755,78	41.217,43	40.013,38	38.153,80	41.541,61	44.276,28	42.136,18	41.640,12	36.419,41	40.101,81	477.089,68
Vendido(bbls)	bbls	52.889,70	42.113,36	33.630,66	37.544,87	40.487,71	38.697,67	41.986,68	46.145,27	41.989,57	45.488,46	37.393,93	37.179,34	495.547,23
Preço de Venda (USD/bbl)	USD	-6,26	-4,47	1,74	4,53	9,93	11,38	8,15	8,82	9,72	12,71	8,18	16,65	---------
Vendas (USD)	USD	-331.089,52	-188.246,72	58.517,35	160.325,37	402.042,96	440.379,48	342.191,45	407.001,28	408.138,62	578.158,27	305.882,39	619.036,09	3.202.337,02
Royalty (5%) (USD)	USD	0,00	0,00	2.925,87	8.016,27	20.102,15	22.018,97	17.109,57	20.350,06	20.406,93	28.907,91	15.294,12	30.951,80	186.083,66
Total do Royalty pago Condensado (Mt)	Mt	0,00	0,00	150.009,22	432.397,52	1.210.149,31	1.543.530,09	1.225.900,88	1.489.828,19	1.576.435,42	2.236.894,34	1.135.282,48	2.209.339,80	13.209.767,26
Taxa de cambio (USD/Mt)	Mt/USD	51,71	53,87	51,27	53,94	60,20	70,10	71,65	73,21	77,25	77,38	74,23	71,38	
Total do Royalty pago (gas + cond) (USD)	USD	203.776,43	104.512,16	271.365,53	241.231,40	236.242,96	246.463,10	175.969,07	229.279,71	256.781,17	248.756,01	255.813,38	214.452,51	2.684.643,44
Total do Royalty pago (gas + cond) (Mt)	MT	10.537.279,02	5.630.070,07	13.912.910,55	13.012.021,59	14.221.825,94	17.277.063,11	12.608.184,18	16.785.567,92	19.836.345,74	19.248.740,06	18.989.027,50	15.307.620,42	177.366.656,11

Fonte: INP

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

INSTITUTO NACIONAL DE PETRÓLEO

Dados de Produçao de Gás Natural e Condensado

		2017												
		Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Total
Gás Produzido	**Unidades**													
Volumes	Nm^3	396.080.620,15	367.460.551,87	337.485.648,27	373.360.211,21	399.817.372,67	402.417.460,18	400.112.433,75	401.068.780,68	386.609.191,98	413.033.042,47	396.818.642,27	399.913.238,88	4.674.177.194,37
Energia	GJ	16.377.805,88	15.168.771,58	13.904.299,84	15.405.091,22	16.503.558,33	16.580.672,47	16.449.022,26	16.493.500,79	15.914.123,04	16.998.974,43	16.342.314,42	16.464.170,04	192.602.304,29
Oilfield	scf	14.784.105.228	13.715.832.559	12.596.989.307	13.936.043.244	14.923.583.252	15.020.634.118	14.934.596.703	14.970.293.309	14.430.574.700	15.416.871.343	14.811.652.642	14.927.161.554	174.468.337.959
Valor Calorifico	MJ/Nm^3	41,35	41,28	41,20	41,26	41,28	41,20	41,11	41,12	41,16	41,16	41,18	41,17	
Total de Gás Exportado e Vendido no mercado nacional	GJ	15.610.851,45	14.488.732,99	13.186.896,62	14.758.791,47	16.009.784,71	16.091.940,19	15.686.220,52	15.700.117,98	15.236.653,39	16.111.869,77	15.364.579,81	15.425.413,15	183.671.852,04
GSA1 (vendas na RSA)	GJ	10.718.732,02	9.994.580,93	9.347.319,04	10.863.670,25	11.272.257,34	11.500.835,48	11.221.925,79	11.216.454,03	11.139.906,21	11.804.886,81	11.210.709,54	11.126.301,16	131.417.578,60
GSA2 (Vendas na RSA)	GJ	2.709.370,58	2.437.776,84	1.989.628,22	2.226.300,41	2.290.950,97	2.220.176,48	2.295.238,78	2.294.119,63	2.220.374,56	2.294.178,43	2.220.296,94	2.293.108,65	27.491.520,47
GSA MGC (Uso interno - Geração de Energia)	GJ	595.553,90	588.643,40	471.471,98	555.095,43	681.829,22	659.795,06	618.847,86	634.042,25	523.615,20	567.920,19	548.608,04	571.740,41	7.017.162,94
GSA ENH/KOGAS (Uso interno - Geração de Energia / Rede de Distrib)	GJ	509.649,57	484.651,28	377.795,28	135.951,57	694.148,05	693.159,12	504.485,59	505.497,13	448.193,18	510.252,03	491.331,68	507.564,32	5.862.678,81
GSA CTRG (uso interno - Geração de Energia)	GJ	937.424,74	870.347,30	889.464,01	847.630,84	892.525,89	845.402,02	870.009,72	914.882,53	904.564,24	934.632,32	893.633,61	926.698,61	10.727.215,83
GSA ENH 2mGJ (Uso interno - Geração de Energia)		140.120,64	112.733,24	111.218,08	130.142,98	178.073,24	172.572,01	175.712,79	135.122,41	0,00	0,00	0,00	0,00	1.155.695,39
Royalty (5%)	GJ	780.542,57	724.436,65	659.344,83	737.939,57	800.489,24	804.597,01	784.311,03	785.005,90	761.832,67	805.593,49	768.228,99	771.270,66	9.183.592,60
Valor das Exportações[5]	USD	12.353.854,39	11.437.769,15	10.429.991,48	14.006.268,60	14.512.632,89	14.681.482,80	13.922.679,50	13.915.890,87	13.761.089,19	13.817.083,93	13.162.386,35	13.151.021,61	159.152.150,77
Valor do Gas vendido internamente [7]	USD	3.027.272,43	2.819.401,14	2.627.152,60	2.287.999,95	3.204.299,89	3.093.631,84	2.887.771,11	2.918.783,37	2.548.488,49	2.722.737,47	2.611.277,88	2.707.419,99	33.456.236,16
Preço de venda [2] (GSA1)	USD/GJ	0,92	0,92	0,92	1,07	1,07	1,07	1,03	1,03	1,03	0,98	0,98	0,98	---------
Preço de venda [3] (GSA2)	USD/GJ	0,92	0,92	0,92	1,07	1,07	1,07	1,03	1,03	1,03	0,98	0,98	0,98	---------
Preço de venda [a] **(MGC)**	USD/GJ	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	---------
Preço de venda [6] (ENH/KOGAS)	USD/GJ	1,25	1,25	1,25	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,22	1,22	1,22	---------
Preço de venda (CTRG)	USD/GJ	1,87	1,87	1,87	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,84	1,84	1,84	---------
preço de venda ENH 2mGJ	USD/GJ	1,70	1,70	1,58	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54				---------
Gás de Royalty pago em especie														
ENH (GJ)	GJ	50.807,87	45.220,78	48.335,84	47.172,54	44.316,11	39.908,90	42.079,30	46.000,63	46.405,90	51.343,49	49.471,18	55.419,55	566.482,08
MGC (GJ)	GJ	344.599,00	309.496,00	331.302,00	245.933,00	85.700,00	73.367,00	344.981,00	385.814,00	284.431,00	400.842,00	452.967,00	390.297,00	3.649.729,00
Kuvaninga (GJ)								17.700,00	972,00	0,00	67.980,00	110.285,00	207.280,00	404.217,00
Gas de Royalty pago em dinheiro														
Quantidades (GJ)	(GJ)[1]	385.135,71	369.719,87	279.706,99	444.834,03	670.473,13	691.321,11	379.550,73	352.219,27	430.995,77	285.428,00	155.505,81	118.274,11	4.563.164,52
Valor Pago (USD)	USD	409.589,33	389.292,73	302.073,28	513.446,23	772.108,04	774.319,74	423.619,42	395.963,49	477.231,63	321.549,83	191.243,83	155.477,58	5.125.915,13
Taxa de cambio (USD/Mt)	Mt/USD	70,57	70,03	67,78	67,78	60,48	61,06	61,75	62,02	61,86	61,32	61,22	59,61	765,48
Total do Royalty pago (gas+cond) (Mt)	Mt	31.478.400,48	29.524.099,63	22.167.864,55	36.568.769,57	48.222.485,84	48.363.367,65	27.352.255,72	26.122.871,56	31.175.855,76	21.884.402,44	13.855.584,13	11.863.961,86	348.579.919,19
Condensado														
Produzido (bbls)	bbls	39.241,51	36.608,55	33.238,10	35.189,02	37.984,48	35.590,61	27.094,43	34.122,03	31.524,61	33.618,42	32.406,25	32.048,24	408.666,26
Vendido(bbls)	bbls	41.162,42	35.572,07	34.199,66	33.472,79	37.420,51	37.081,03	33.302,48	34.359,81	28.002,89	34.628,77	27.332,02	31.974,15	408.508,59
Preço de Venda (USD/bbl)	USD	17,72	18,16	14,61	15,58	13,48	9,57	11,61	14,69	19,10	20,41	25,67	27,24	
Vendas (USD)	USD	729.398,15	645.988,79	499.657,02	521.506,08	504.428,43	354.865,46	386.641,79	504.745,54	534.855,20	706.773,28	701.612,83	870.975,78	6.961.448,35
Royalty (5%) (USD)	USD	36.469,91	32.299,44	24.982,85	26.075,30	25.221,42	17.743,27	19.332,09	25.237,28	26.742,76	35.338,66	35.080,64	43.548,79	348.072,42

Fonte: MIREME

[1] É a quantidade de gás que é paga ao Governo em dinheiro
[2] Preço do gás (GSA1)
[3] Preço do gás (GSA2)
[4] Preço de venda de Gas (Aggreko)
[6] Preço de venda de Gas (ENH)
[a] Preço de venda (MGC)
[5] Inclui apenas o preço vendido a boca do poço, portanto exclui o processamaneto e transporte
GSA1-Contrato de venda de Gás 1 ao
GSA2-Contrato de venda de Gás 2 ao
Actualizado a: 18/01/2018

Nota: Para o mês em referência vericou-se que

1 - A ENH não tomou gas os 2 MGJ de gas comercial no ambito do contracto entre esta e Sasol
2 - O valor pago (155.477,8 USD) inclui 2.492,13 USD pago pelo GSA1 como gas em excesso

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

		Dados de Produçao de Gás Natural e Condensado												
		2018												
		Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Total
Gás Produzido	**Unidades**													
Volume Total Produzido [3]	**Nm^3**	**407.438.835,52**	**360.595.084,66**	**345.768.924,51**	**385.612.206,86**	**397.368.301,65**	**387.221.699,60**	**406.590.050,14**	**405.441.912,47**	**390.105.363,53**	**405.088.311,52**	**398.989.463,11**	**382.305.410,97**	**4.672.525.564,54**
Energia	GJ	16.799.491,78	14.860.381,01	14.225.045,09	15.900.462,28	16.378.111,38	15.943.595,33	16.681.532,13	16.682.696,36	16.071.005,39	16.703.213,75	16.451.388,98	15.771.232,96	192.468.156,45
Oilfield	scf	15.208.061.974	13.459.572.130	12.906.170.876,00	14.393.361.232	14.832.169.227	14.453.437.160	15.176.380.211	15.133.524.824	14.561.072.799	15.120.326.317	14.892.680.700	14.269.931.770	174.406.689.220
Valor Calorifico	MJ/Nm^3	41,23	41,21	41,14	41,23	41,22	41,17	41,03	41,15	41,20	41,23	41,23	41,25	---------
Volume de Gás natural usado nas Operações	Nm^3	8.187.775,41	7.373.944,19	7.615.412,83	8.020.545,02	8.239.800,86	7.625.876,19	7.514.390,18	7.748.912,33	7.401.815,40	7.905.453,32	7.862.594,20	7.934.504,50	93.431.024,42
Volume de Gas natural Queimado (Questoes de Segurança da planta)	Nm^3	1.184.121,85	1.116.735,58	1.229.928,84	1.176.486,05	1.274.571,83	1.270.271,43	1.271.361,78	1.093.671,04	985.345,11	971.568,39	1.310.352,10	1.148.701,32	14.033.115,30
Total de Gás Exportado e Vendido No mercado nacional	GJ	15.804.158,90	13.986.525,80	13.342.816,72	15.055.503,51	15.631.391,49	15.277.311,08	15.859.904,68	15.789.741,50	15.261.713,67	15.761.932,72	15.495.812,49	14.756.456,73	182.023.269,29
Total de Gás Exportado para RSA	**GJ**	**13.932.059,81**	**12.528.258,39**	**11.375.015,14**	**12.964.110,32**	**13.766.183,94**	**13.447.715,99**	**13.882.441,45**	**13.712.311,27**	**13.264.232,89**	**13.802.067,60**	**13.603.491,42**	**12.729.484,88**	159.007.373,09
GSA1	GJ	11.638.416,72	10.473.296,09	9.346.889,35	10.746.876,27	11.470.351,70	10.960.206,98	11.585.617,83	11.427.471,66	11.038.702,28	11.502.303,24	11.392.886,09	10.430.818,05	132.013.836,27
GSA2	GJ	2.293.643,09	2.054.962,30	2.028.125,79	2.217.234,05	2.295.832,24	2.487.509,01	2.296.823,62	2.284.839,60	2.225.530,60	2.299.764,36	2.210.605,33	2.298.666,83	26.993.536,82
Total de Gás Vendido no mercado nacional	**GJ**	**1.872.099,09**	**1.458.267,41**	**1.967.801,58**	**2.091.393,19**	**1.865.207,55**	**1.829.595,09**	**1.977.463,23**	**2.077.430,23**	**1.997.480,78**	**1.959.865,12**	**1.892.321,07**	**2.026.971,85**	23.015.896,20
GSA3 GigaWatt/MGC (Uso interno - Geração de Energia)	GJ	650.398,28	499.959,38	516.921,07	649.886,87	709.819,76	711.097,61	662.372,94	608.768,44	571.486,52	665.742,66	621.033,09	666.200,73	7.533.687,36
GSA3 ENH/KOGAS (Uso interno - Geração de Energia / Rede de Distrib)	GJ	287.298,68	114.169,07	516.611,14	517.389,58	205.292,20	207.760,14	379.377,23	535.118,57	519.325,57	523.575,40	519.355,67	536.391,61	4.861.664,87
GSA3 CTRG (uso interno - Geração de Energia)	GJ	934.402,13	844.138,96	934.269,37	924.116,74	950.095,59	910.737,34	935.713,06	933.543,22	906.668,68	770.547,06	751.932,31	824.379,51	10.620.543,97
GSA3 ENH 2mGJ (Uso interno - Geração de Energia)	Gj	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Royalty (5%)	**GJ**	**790.207,95**	**699.326,29**	**667.140,84**	**752.775,18**	**781.569,57**	**763.865,55**	**792.995,23**	**789.487,08**	**763.085,68**	**788.096,64**	**774.790,62**	**737.822,84**	9.101.163,46
Valor das Exportações	USD	**15.882.548,18**	**14.282.214,57**	**12.967.517,25**	**16.464.420,11**	**17.483.053,60**	**17.078.599,31**	**19.018.944,79**	**18.785.866,43**	**18.171.999,06**	**20.151.018,69**	**19.861.097,47**	**18.585.047,93**	**208.732.327,39**
Valor do Gas vendido internamente	USD	2.548.670,61	2.063.514,69	2.743.320,71	2.742.240,28	2.458.547,47	2.390.314,82	2.568.181,98	2.709.033,95	2.617.359,73	2.401.534,72	2.333.863,08	2.511.606,86	30.088.188,89
Preço de venda (GSA1) [2]	USD/GJ	1,14	1,14	1,14	1,27	1,27	1,27	1,37	1,37	1,37	1,46	1,46	1,46	---------
Preço de venda (GSA2)	USD/GJ	1,14	1,14	1,14	1,27	1,27	1,27	1,37	1,37	1,37	1,46	1,46	1,46	---------
Preço de venda **(MGC)**	USD/GJ	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	---------
Preço de venda (ENH/KOGAS)	USD/GJ	1,24	1,24	1,24	1,19	1,19	1,19	1,16	1,16	1,16	1,13	1,13	1,13	---------
Preço de venda (CTRG)	USD/GJ	1,88	1,88	1,88	1,83	1,83	1,83	1,80	1,80	1,80	1,77	1,77	1,77	---------
Preço de venda ENH 2mGJ	USD/GJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	---------
Total de Gás de Royalty pago em especie	GJ	609.396,76	524.714,35	518.217,22	464.827,81	354.163,04	301.104,17	558.486,36	540.553,44	473.428,15	575.210,39	578.814,74	638.434,03	6.137.350,46
ENH (GJ)	GJ	51.648,76	45.746,35	51.109,91	50.667,81	47.610,04	44.729,17	47.844,36	50.109,44	50.762,15	52.716,39	52.068,74	60.040,03	605.053,15
MGC (GJ)	GJ	312.498,00	273.118,00	275.947,00	218.741,00	119.953,00	65.875,00	296.342,00	287.244,00	238.966,00	318.494,00	285.746,00	303.394,00	2.996.318,00
Kuvaninga (GJ)	Gj	245.250,00	205.850,00	191.160,31	195.419,00	186.600,00	190.500,00	214.300,00	203.200,00	183.700,00	204.000,00	241.000,00	275.000,00	2.535.979,31
Total de Gas de Royalty pago em dinheiro														
Quantidades (GJ) [1]	(GJ)	180.811,18	174.611,94	148.923,62	287.947,36	427.406,54	462.761,39	234.508,87	248.933,64	289.657,53	212.886,25	195.975,88	99.388,81	2.963.813,00
Valor Pago pelo gas (USD)	USD	226.848,63	219.112,84	194.775,14	370.001,70	547.293,10	591.043,46	314.230,02	334.183,21	390.869,93	287.820,50	264.679,94	123.367,24	3.864.225,71
Gas de excesso	GJ	524.346,91	608.714,45	94.421,09	281.457,02	460.666,30	610.215,71	350.017,83	309.865,64	391.002,50	358.062,65	530.837,16	167.982,49	4.687.589,75
Valor do Gas de excesso	USD	4.483,17	5.204,51	807,30	2.680,88	4.323,12	5.724,54	3.596,43	3.183,87	4.017,55	3.920,79	5.812,67	1.839,41	45.594,23
Total Pago em dinheiro (USD)	USD	231.331,80	224.317,35	195.582,44	372.682,57	551.616,22	596.768,00	317.826,45	337.367,08	394.887,48	291.741,29	270.492,61	125.206,65	3.909.819,94
Total Pago em dinheiro (MT)	MT	14.115.866,21	13.979.457,46	12.169.139,42	22.461.578,72	33.389.329,87	35.746.403,45	18.662.769,39	20.417.455,47	24.182.909,05	17.869.153,93	16.789.476,04	7.771.576,71	237.555.115,72
Condensado														
Produzido (bbls)	bbls	33.938,80	30.130,05	27.590,58	33.443,40	33.385,82	30.417,81	30.658,11	31.677,94	32.249,25	32.819,12	31.895,78	31.199,95	379.406,61
Vendido(bbls)	bbls	34.492,93	33.194,50	30.606,19	30.907,24	37.149,53	29.492,75	30.879,87	32.558,47	23.508,23	37.691,54	33.730,55	24.935,81	379.147,61
Preço de Venda (USD/bbl)	USD	31,71	27,28	27,99	33,89	39,02	36,42	37,25	40,34	46,57	48,87	32,46	25,11	---------
Vendas (USD)	USD	1.093.641,40	905.546,01	856.667,26	1.047.446,26	1.449.574,70	1.074.125,92	1.150.240,73	1.313.408,80	1.094.778,36	1.841.985,32	1.094.893,59	626.138,21	13.548.446,57
Royalty (5%) (USD)	USD	54.682,07	45.277,30	42.833,36	52.372,31	72.478,73	53.706,30	57.512,04	65.670,44	54.738,92	92.099,27	54.744,68	31.306,91	677.422,33
Total do Royalty pago Condensado (Mt)	Mt	3.336.699,91	2.821.681,38	2.665.091,84	3.156.479,31	4.387.137,83	3.217.007,13	3.377.106,78	3.974.375,03	3.352.211,35	5.641.080,03	3.398.002,25	1.943.219,95	41.270.092,79
Taxa de cambio (USD/Mt)	Mt/USD	61,02	62,32	62,22	60,27	60,53	59,9	58,72	60,52	61,24	61,25	62,07	62,07	---------
Total do Royalty pago (gas + cond) (Mt)	Mt	17.452.566,12	16.801.138,85	14.834.231,26	25.618.058,03	37.776.467,70	38.963.410,57	22.039.876,17	24.391.830,50	27.535.120,41	23.510.233,96	20.187.478,29	9.714.796,65	278.825.208,51
Total declarado pela concessionaria							39.030.961,71		24.391.830,11	27.535.120,74	23.510.234,30	20.187.478,59	9.714.796,67	

Fonte: MIREME

[1]É a quantidade de gás de royalty paga ao Governo em dinheiro

[2]Preço de venda de gás a boca do poço, portanto exclui o preço do processamento e do transporte

[3]Refere-se ao grosso da producao

GSA1 -Contrato de venda de Gás 1 ao mercado Sul-africano

GSA2 -Contrato de venda de Gás 2 ao mercado Sul-africano

Actualizado a: 10/12/2018

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Dados de Produçao de Gás Natural e Condensado

2019

Gás Produzido	Unidades	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Total
Volume Total Produzido [3]	**Nm^3**	**387.560.938,56**	**340.176.140,11**	**322.827.078,36**	**379.340.041,89**	**419.517.981,79**	**389.996.267,99**	**397.822.937,98**	**410.184.919,57**	**398.468.491,81**	**409.517.809,63**	**383.027.579,94**	**411.383.338,30**	**4.649.823.525,91**
Energia	GJ	15.964.277,82	14.022.297,48	13.280.851,98	15.585.723,82	17.266.772,35	16.005.351,11	16.305.499,29	16.828.692,32	16.345.974,43	16.779.371,27	15.656.940,05	16.845.687,14	190.887.439,08
Oilfield	scf	14.466.099.592	12.697.414.606	12.049.843.526	14.159.246.404	15.658.928.188	14.557.000.700	14.849.138.982	15.310.562.307	14.873.234.926	15.285.661.762	14.296.887.449	15.355.294.485	173.559.312.927
Valor Calorifico	MJ/Nm^3	41,19	41,22	41,14	41,09	41,16	41,04	40,99	41,03	41,02	40,97	40,88	40,95	---------
Volume de Gás natural usado nas Operações	Nm^3	7.955.975,87	7.175.347,84	7.204.559,19	7.633.006,91	7.892.960,96	7.656.177,59	7.926.861,33	7.934.332,13	7.670.382,38	8.372.920,59	8.372.782,64	8.344.296,24	94.139.603,67
Volume de Gas natural Queimado (Questoes de Segurança da pla	Nm^3	856.279,34	737.713,43	1.181.087,21	872.475,82	861.611,57	786.112,01	811.204,21	839.316,52	1.128.054,93	925.085,04	1.373.855,79	1.244.889,86	11.617.685,71
Total de Gás Exportado e Vendido No mercado nacional	**GJ**	**14.971.249,99**	**13.115.669,71**	**12.389.200,73**	**14.716.405,71**	**16.346.335,21**	**15.115.121,03**	**15.380.992,02**	**15.892.441,19**	**15.472.338,77**	**15.772.018,37**	**14.663.909,65**	**15.834.217,99**	**179.669.900,37**
Total de Gás Exportado para RSA	**GJ**	12.823.099,73	11.144.117,46	10.530.516,28	12.770.741,14	14.197.259,63	13.025.015,56	13.235.015,74	13.814.247,12	13.444.130,13	13.737.638,03	12.691.701,30	13.813.474,59	155.226.956,71
GSA1	GJ	10.535.561,20	9.086.363,67	8.375.531,19	10.544.927,51	11.897.734,44	10.844.690,22	10.935.992,03	11.515.154,05	11.215.888,93	11.435.352,71	10.542.373,24	11.508.408,54	128.437.977,73
GSA2	GJ	2.287.538,53	2.057.753,79	2.154.985,09	2.225.813,63	2.299.525,19	2.180.325,34	2.299.023,71	2.299.093,07	2.228.241,20	2.302.285,32	2.149.328,06	2.305.066,05	26.788.978,98
Total de Gás Vendido no mercado nacional	**GJ**	**2.148.150,26**	**1.971.552,25**	**1.858.684,45**	**1.945.664,57**	**2.149.075,58**	**2.090.105,47**	**2.145.976,28**	**2.078.194,07**	**2.028.208,64**	**2.034.380,34**	**1.972.208,35**	**2.020.743,40**	24.442.943,66
GSA3 GigaWatt/MGC (Uso interno - Geração de Energia)	GJ	643.743,21	541.845,79	473.099,81	502.673,87	683.317,70	688.845,59	703.229,11	644.865,68	661.233,83	933.929,19	578.577,99	575.174,29	7.630.536,06
GSA3 ENH/KOGAS (Uso interno - Geração de Energia / Rede de D	GJ	535.746,05	486.024,18	472.498,73	499.894,14	516.697,61	492.304,66	507.836,99	495.438,59	471.048,45	513.125,72	495.149,63	513.517,94	5.999.282,69
GSA3 CTRG (uso interno - Geração de Energia)	GJ	968.661,00	943.682,28	913.085,91	943.096,56	949.060,27	908.955,22	934.910,18	937.889,80	895.926,36	587.325,43	898.480,73	932.051,17	10.813.124,91
GSA3 ENH 2mGJ (Uso interno - Geração de Energia)	Gj	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Royalty (5%)	**GJ**	**748.562,50**	**655.783,49**	**619.460,04**	**735.820,29**	**817.316,76**	**755.756,05**	**769.049,60**	**794.622,06**	**773.616,94**	**788.600,92**	**733.195,48**	**791.710,90**	8.983.495,02
Valor das Exportações	USD	19.106.418,60	16.604.735,02	15.690.469,26	15.580.304,19	17.320.656,75	15.890.518,98	18.131.971,56	18.925.518,55	18.418.458,28	17.172.047,54	15.864.626,63	17.266.843,24	205.972.568,59
Valor do Gas vendido internamente	USD	2.845.824,53	2.672.920,61	2.554.603,45	2.777.431,13	2.931.086,12	2.827.051,64	3.326.171,48	3.236.774,99	3.151.275,15	2.919.599,22	3.044.315,17	3.126.620,85	35.413.674,34
Preço de venda (GSA1) [2]	USD/GJ	1,49	1,49	1,49	1,22	1,22	1,22	1,37	1,37	1,37	1,25	1,25	1,25	
Preço de venda (GSA2)	USD/GJ	1,49	1,49	1,49	1,22	1,22	1,22	1,37	1,37	1,37	1,25	1,25	1,25	---------
Preço de venda **(MGC)**	USD/GJ	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	1,37	1,37	1,37	1,25	1,25	1,25	---------
Preço de venda (ENH/KOGAS)	USD/GJ	1,18	1,18	1,18	1,26	1,26	1,26	1,21	1,21	1,21	1,24	1,24	1,24	---------
Preço de venda (CTRG)	USD/GJ	1,84	1,84	1,84	1,92	1,92	1,92	1,87	1,87	1,87	1,90	1,90	1,90	---------
Preço de venda ENH 2mGJ	USD/GJ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	---------
Preço medio ponderado (USD)		1,47	1,47	1,47	1,25	1,24	1,24	1,40	1,39	1,39	1,27	1,29	1,29	1,34
Total de Gás de Royalty pago em especie	GJ	616.288,48	580.882,17	534.753,17	519.294,31	559.486,74	542.822,15	567.657,59	570.083,61	515.612,13	620.773,21	594.977,04	617.697,65	6.840.328,26
ENH (GJ)	GJ	56.594,48	51.879,17	55.303,17	55.668,31	54.352,74	50.402,15	53.163,59	54.989,61	52.288,13	56.779,21	55.273,04	56.603,65	653.297,26
MGC (GJ)	GJ	306.494,00	298.003,00	279.850,00	257.426,00	314.034,00	308.220,00	318.494,00	318.494,00	249.174,00	318.494,00	299.121,00	316.494,00	3.584.298,00
Kuvaninga (GJ)	Gj	253.200,00	231.000,00	199.600,00	206.200,00	191.100,00	184.200,00	196.000,00	196.600,00	214.150,00	245.500,00	240.583,00	244.600,00	2.602.733,00
Total de Gas de Royalty pago em dinheiro														
Quantidades (GJ) [1]	(GJ)	132.274,02	74.901,31	84.706,87	216.525,98	257.830,02	212.933,90	201.392,01	224.538,45	258.004,81	167.827,71	138.218,44	174.013,25	2.143.166,76
Valor Pago pelo gas (USD)	USD	179.342,32	105.708,00	118.021,89	284.347,71	330.013,32	273.632,34	295.216,25	327.100,13	372.098,05	239.880,44	201.726,82	247.552,79	2.974.640,07
Gas de excesso	GJ	117.525,10	48.430,80	25.685,58	239.120,25	664.774,93	337.137,44	261.390,40	465.121,02	372.774,53	238.039,72	53.014,81	264.983,42	3.087.998,00
Valor do Gas de excesso	USD	1.313,34	541,21	287,04	2.187,95	6.082,69	3.084,81	2.685,79	4.779,12	3.830,26	2.231,62	497,01	2.484,22	30.005,06
Total Pago em dinheiro (USD)	USD	180.655,66	106.249,21	118.308,93	286.535,66	336.096,01	276.717,15	297.902,04	331.879,25	375.928,31	242.112,07	202.223,83	250.037,01	3.004.645,13
Total Pago em dinheiro (MT)	MT	11.316.270,73	6.721.325,06	7.628.559,87	18.664.933,08	21.116.912,61	17.352.932,48	18.472.905,25	20.549.963,16	23.514.315,64	15.354.747,25	13.083.881,89	15.519.797,16	189.296.544,18
Condensado														
Produzido (bbls)	bbls	32.146,90	27.439,51	27.069,66	27.622,36	28.179,98	25.221,54	25.612,80	27.851,66	29.047,35	27.957,37	24.249,72	26.524,38	328.923,21
Vendido(bbls)	bbls	35.155,84	31.444,11	24.328,08	23.715,25	31.431,55	23.799,16	22.383,94	28.308,49	29.729,82	31.113,34	22.363,64	26.638,92	330.412,14
Preço de Venda (USD/bbl)	USD	27,18	31,75	33,84	38,98	38,84	31,82	31,76	26,72	32,50	29,45	32,75	36,75	--------
Vendas (USD)	USD	955.535,60	998.350,62	823.262,33	924.420,25	1.220.801,40	757.289,40	710.914,06	756.402,93	1.068.110,79	916.287,92	732.409,28	978.980,20	10.842.764,77
Royalty (5%) (USD)	USD	47.776,78	49.917,53	41.163,12	46.221,01	61.040,07	37.864,47	35.545,70	37.820,15	53.405,54	45.814,40	36.620,46	48.949,01	542.138,24
Total do Royalty pago Condensado (Mt)	Mt	2.992.737,48	3.157.783,01	2.654.197,75	3.010.836,75	3.835.147,60	2.374.480,91	2.204.189,05	2.341.823,48	3.340.516,49	2.905.549,00	2.369.344,01	3.038.265,05	34.224.870,58
Taxa de cambio (USD/Mt)	Mt/USD	62,64	63,26	64,48	65,14	62,83	62,71	62,01	61,92	62,55	63,42	64,70	62,07	---------
Total do Royalty pago (gas + cond) (Mt)	Mt	14.309.008,21	9.879.108,07	10.282.757,62	21.675.769,84	24.952.060,21	19.727.413,39	20.677.094,30	22.891.786,64	26.854.832,12	18.260.296,25	15.453.225,89	18.558.062,21	223.521.414,76

Fonte: MIREME

[1]É a quantidade de gás de royalty paga ao Governo em dinheiro
[2]Preço de venda de gás a boca do poço, portanto exclui o preço do processamento e do transporte
[3]Refere-se ao grosso da producao
GSA1 - Contrato de venda de Gás 1 ao mercado Sul-africano
GSA2 - Contrato de venda de Gás 2 ao mercado Sul-africano
Actualizado a: 16/01/2018

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

QUADRO DOS INSTRUMENTOS LEGAIS DA ÁREA MINEIRA

Instrumentos legais da área mineira

Área Mineira		
Designação	**Instrumento Legal**	**Descrição**
Leis	Lei n.º 15/2017, de 28 Dezembro	Altera e Republica o Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais da Actividade Mineira, aprovado pela Lei 28/2014 de 23 de Setembro
	Lei n.º 20/2014, de 18 de Agosto	Lei de Minas, revoga a Lei 14/2002 de 26 de Junho
Decretos	Decreto n.º 34/2019, de 02 de Maio	Regulamento da Actividade Inspectiva dos Recursos Minerais e Energia
	Decreto n.º 32/2019, de 29 de Abril	Regulamento do Sistema Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais da Actividade Mineira
	Decreto n.º 15/2017, de 28 de Dezembro	Regulamento do Reembolso do IVA
	Decreto n.º 31/2015, de 31 de Dezembro	Regulamento da Lei de Minas/Alterado pelo Decreto n.º 34/2019 de 02 de Maio
	Decreto n.º 28/2015, de 28 de Dezembro	Regulamento do Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais da Actividade Mineira
	Decreto n.º 25/2015, de 22 de Novembro	Regulamento de Comercialização de Diamantes, Metais Preciosos e Gemas
	Decreto n.º 22/2015 de 17 de Setembro	Define as atribuições, competências e orgânica do Instituto Nacional de Minas
	Decreto n.º 13/2015, de 3 de Julho	Regulamento do Trabalho Mineral e do Petróleo

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Área Mineira		
Designação	**Instrumento Legal**	**Descrição**
	Decreto n.º 63/2011, de 7 de Dezembro	Regulamento de Contratação de Cidadãos de Nacionalidade Estrangeira no Sector de Petróleo e Mineração
	Regulamento n.º 20/2011, de 1 de Junho	Regulamento de Comercialização de Produtos Minerais/Decreto n.º 34/2019 e Decreto n.º25/2015
	Regulamento n.º 5/2008, de 9 de Abril	Regulamento dos Impostos Específicos da Actividade Mineira, alterado pelo Decreto n.º 28/2015 de 28 de Dezembro - Regulamento do Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais da Actividade Mineira
	Decreto n.º 26/2004, de 20 de Agosto	Regulamento Ambiental para Actividade Mineira
Resoluções	Resolução n.º 21/2014, de 16 de Maio	Aprova a política de responsabilidade social corporativa para os recursos minerais da indústria mineira
	Resolução n.º 89/2013, de 31 de Dezembro	Define os princípios e as principais acções de gestão e exploração de recursos minerais para contribuir para o desenvolvimento económico e social de Moçambique
Diplomas	Diploma Ministerial n.º 92/2017, de 11 de Junho	Normas e Procedimentos para Inscrição de Técnicos Elegíveis à Elaboração de Relatórios de prospecção e pesquisa e programas de trabalhos em Projectos Mineiros
	Diploma Ministerial n.º 186/2006, de 14 de Dezembro	Normas Básicas de Gestão Ambiental para Actividade Mineira

Fonte: INAMI

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

QUADRO DOS INSTRUMENTOS LEGAIS DA ÁREA DE HIDROCARBONETOS

Instrumentos legais da área de hidrocarbonetos

Área de Hidrocarbonetos		
Designação	**Instrumento Legal**	**Descrição**
Leis	Lei n.º 14/2017, de 28 de Dezembro	Altera e Republica o Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais das Operações Petrolíferas, aprovado pela Lei 27/2014 de 23 de Setembro
	Lei n.º 21/2014, de 18 de Agosto	Lei de petróleo, revoga a Lei 3/2001 de 21 de Fevereiro
Decreto - Lei	Decreto n.º 2/2014, de 2 de Dezembro	Regime Jurídico e Contratual Especial Aplicável ao Projecto de Gás Natural Liquefeito nas Áreas 1 e 4 da Bacia do Rovuma
Decretos	Decreto n.º 84/2020, de 18 de Setembro	Aprova o Regulamento de Licenciamento de Infra-Estruturas e Operações Petrolíferas
	Decreto n.º 39/2020, de 12 de Junho	Aprova a Inclusão da Total E&P Mozambique Área 1, Limitada, na Estrutura de Financiamento do Projecto de Gás Natural Liquefeito Golfinho/Atum e aprova a Ficha Técnica Detalhada dos Termos Comuns do Financiamento de Longo Prazo da Área 1
	Decreto n.º 47/2019, de 5 de Junho	Aprova os termos e condições do 2º Acordo Complementar da Área 4, ao Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção de Petróleo
	Decreto n.º 89/2019, de 18 de Novembro	Regulamento sobre os Produtos Petrolíferos e revoga o Decreto n.º 45/2012, de 28 de Dezembro

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Área de Hidrocarbonetos		
Designação	**Instrumento Legal**	**Descrição**
	Decreto n.º 57/2018, de 3 de Setembro	Aprova os Termos do Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção de Petróleo, para a Área *Onshore* Angoche (A5-B)
	Decreto n.º 56/2018, de 3 de Setembro	Aprova os Termos do Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção de Petróleo, para a Área *Offshore* Angoche (A5-B)
	Decreto n.º 55/2018, de 3 de Setembro	Aprova os Termos do Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção de Petróleo, para a Área de Mazenga "*Onshore*"
	Decreto n.º 54/2018, de 3 de Setembro	Aprova os Termos do Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção de Petróleo, para a Área *Offshore* Delta do Zambeze (Z5-C)
	Decreto n.º 53/2018, de 3 de Setembro	Aprova os Termos do Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção de Petróleo, para a Área *Offshore* Delta do Zambeze (Z5-D)
	Decreto n.º 52/2018, de 3 de Setembro	Aprova os Termos do Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção de Petróleo, para a Área *Offshore* Angoche (A5-A)
	Decreto n.º 56/2017, de 27 de Outubro	Aprova os termos e condições do Acordo Complementar ao CCPP da Área 4 da Bacia do Rovuma
	Decreto n.º 78/2016, de 30 de Dezembro	Aprova dos termos de venda conjunta de Gás Natural Liquefeito (GNL) do Projecto Inicial entre as Partes que constituem a Concessionária da Área 1 no Bloco do Rovuma

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Área de Hidrocarbonetos		
Designação	**Instrumento Legal**	**Descrição**
	Decreto n.º 77/2016, de 30 de Dezembro	Aprova os termos e condições do Contrato de GNL do Governo para o Projecto Inicial de GNL da Área 1
	Decreto n.º 76/2016, de 30 de Dezembro	Aprova os Termos e Condições do Contrato de GNL do Governo para o Projecto Inicial de Gás Natural Liquefeito (GNL) da Área 1
	Decreto n.º 75/2016, de 30 de Dezembro	Aprova os termos das alterações ao Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção de Petróleo, para a Área 1, no Bloco de Rovuma, aprovado pelo Decreto n.º 67/2006, de 26 de Dezembro
	Decreto n.º 63/2011, de 7 de Dezembro	Regulamento para empregar cidadãos estrangeiros no sector do petróleo e mineração
	Decreto n.º 56/2010, de 22 de Novembro	Regulamento Ambiental para as Operações Petrolíferas
	Decreto n.º 10/2009, de 1 de Abril	Aprova as alterações do Plano de Desenvolvimento do Empreendimento de Gás Natural de Pande e Temane
	Decreto n.º 44/2005, de 29 de Novembro	Regulamento de distribuição e comercialização de Gás Natural
Resoluções	Resolução n.º 5/2018, de 7 de Fevereiro	Aprova o Plano de Desenvolvimento do Campo Golfinho/Atum
	Resolução n.º 64/2009, de 2 de Novembro	Estratégia para o Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural em Moçambique
	Resolução n.º 27/2009, de 8 de Junho	Estratégia de Concessão de Áreas de Operações Petrolíferas
Diplomas	Diploma Ministerial n.º 176/2014, de 22 de Outubro	Aprova a construção, a exploração e a segurança dos postos de abastecimento de combustível

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Área de Hidrocarbonetos		
Designação	**Instrumento Legal**	**Descrição**
	Diploma Ministerial n.º 31/2014, de 19 de Março	Regulamento sobre o Licenciamento de Pessoal Técnico de Petróleo
	Diploma Ministerial n.º 272/2009, de 30 de Dezembro	Regulamento de Licenciamento das Instalações e Actividades Petrolíferas
	Diploma Ministerial n.º 210/2012, de 12 de Setembro	Regulamento sobre a Determinação dos Preços máximos na venda de Gás Natural

Fonte: INP

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

QUADRO DE TAXAS DE TRAMITAÇÃO DE TÍTULOS MINEIROS E AUTORIZAÇÕES

Taxas de tramitação de títulos Mineiros e autorizações

Tipo do Título Mineiro	Valor (MT)
Licença de Prospecção e Pesquisa	
Taxa de registo do pedido	4.000,00
Taxa de emissão de título	4.000,00
Taxa de apresentação tardia do pedido de prorrogação	4.000,00
Taxa de prorrogação	10.000,00
Concessão Mineira	
Taxa de registo do pedido	5.000,00
Taxa de emissão de título	7.000,00
Taxa de apresentação tardia do pedido de prorrogação	20.000,00
Taxa de prorrogação	50.000,00
Licença de Tratamento Mineiro	
Taxa de registo do pedido	10.000,00
Taxa de emissão de título	15.000,00
Taxa de apresentação tardia do pedido de prorrogação	30.000,00
Taxa de prorrogação	60.000,00
Licença de Processamento Mineiro	
Taxa de registo do pedido	10.000,00
Taxa de emissão de título	15.000,00

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Tipo do Título Mineiro	Valor (MT)
Taxa de apresentação tardia do pedido de prorrogação	30.000,00
Taxa de prorrogação	60.000,00
Certificado Mineiro	
Taxa de registo do pedido	2.000,00
Taxa de emissão de título	2.000,00
Taxa de apresentação tardia do pedido de prorrogação	5.000,00
Taxa de prorrogação	5.000,00
Senha Mineira	
Taxa de registo do pedido	1.000,00
Taxa de emissão de título	1.000,00
Taxa de apresentação tardia do pedido de prorrogação	3.000,00
Taxa de prorrogação	3.000,00
Autorização de Extracção de Recursos Minerais para Construção/Investigação Geológica ou Estudos Científicos	
Taxa de registo do pedido	2.000,00/1.500,00
Taxa de emissão de título	2.000,00/1.500,00
Taxa de apresentação tardia do pedido de prorrogação	5.000,00/3.000,00
Taxa de prorrogação	5.000,00/3.000,00
Taxas de pedidos de transmissão de título	
Licença de Prospecção e Pesquisa	200.000,00
Concessão Mineira	300.000,00
Certificado Mineiro	50.000,00
Senha Mineira	5.000,00

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA

Tipo do Título Mineiro	Valor (MT)
Taxas de pedido de alargamento de área	
Licença de Prospecção e Pesquisa	200.000,00
Concessão Mineira	300.000,00
Certificado Mineiro	100.000,00
Taxas de averbamento de alargamento de área	
Licença de Prospecção e Pesquisa	20.000,00
Concessão Mineira	30.000,00
Cópia autenticada de qualquer licença/certificado	1.000,00
Cópia/extracto de qualquer registo arquivado (p/página)	2.000,00
Taxas de registo de operador e subcontratado	
Taxas de prospecção e pesquisa	100.000,00
Concessão Mineira	300.000,00
Certificado Mineiro	50.000,00

Fonte: INAMI

PROIBIDA A REPRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DESTE DOCUMENTO SEM AUTORIZAÇÃO FORMAL DA INTELLICA