LOA ADVOGADOS ASSOCIADOS

Law . Oath . Action

Attorneys at Law & Trade Mark Agents
Advogados e Agentes Oficiais de Propriedade Industrial

COLETÂNEA DA PRINCIPAL LEGISLAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS EM MOÇAMBIQUE

LEOPOLDO DE AMARAL

LOA ADVOGADOS ASSOCIADOS © 2023

COLECTÂNEA DA PRINCIPAL LEGISLAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS EM MOÇAMBIQUE

Leopoldo de Amaral

FICHA TÉCNICA

Título: Coletânea da Principal Legislação de Petróleo e Gás em Moçambique

Autor: Leopoldo de Amaral

Editora: Auto-publicação

Coordenação Editorial: Leopoldo de Amaral

Maquetização: XYZ Consultoria e Serviços, Lda

Impressão: Distribuição gratuita online

Leopoldo de Amaral © 2023

Todos direitos reservados ao autor

Proibida a reprodução completa ou parcial deste livro sem autorização expressa do autor.

ÍNDICE

PREFÁCIO 5

AGRADECIMENTOS 6

NOTAS DO AUTOR 7

1. EXTRACTO DA CONSTITUIÇÃO DA REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE DE 2004 8

2. LEI N° 21/2021 DE 18 DE AGOSTO, LEI DOS PETRÓLEOS 10

3. LEI Nº 14/2017 DE 28 DE DEZEMBRO, ALTERA E REPUBLICA O REGIME ESPECÍFICO DE TRIBUTAÇÃO E BENEFÍCIOS FISCAIS DAS OPERAÇÕES PETROLÍFERAS 29

4. DECRETO-LEI Nº 2/2014 DE 2 DE DEZEMBRO, ESTABELECE O REGIME ESPECIAL JURÍDICO E CONTRATUAL ESPECIAL APLICÁVEL AO PROJECTO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO DAS ÁREAS 1 E 4 DA BACIA DO ROVUMA ("DL") 53

5. DECRETO PRESIDENCIAL Nº 11/2015 DE 16 DE MARÇO, DEFINE AS COMPETÊNCIAS E ATRIBUIÇÕES DO MINISTÉRIO DOS RECURSOS MINERAIS E ENERGIA 94

6. DECRETO Nº 84/2020 DE 18 DE SETEMBRO, QUE APROVA O REGULAMENTO DE LICENCIAMENTO DE INFRA-ESTRUTURAS E OPERAÇÕES PETROLÍFERAS 97

7. DECRETO Nº 89/2019 DE 18 DE NOVEMBRO, PROVA O REGULAMENTO SOBRE OS PRODUTOS PETROLÍFEROS E REVOGA O DECRETO Nº 45/2012 DE 28 DE DEZEMBRO 113

8. DECRETO Nº 48/2018 DE 6 DE AGOSTO, APROVA AS ALTERAÇÕES AOS ARTIGOS 4 E 55 DO REGULAMENTO DAS OPERAÇÕES PETROLÍFERAS 160

9. DECRETO Nº 34/2015 DE 31 DE DEZEMBRO, REGULAMENTO DAS OPERAÇÕES PETROLÍFERAS 161

10. DECRETO Nº 32/2015 DE 31 DE DEZEMBRO, REGULAMENTO DO REGIME JURÍDICO ESPECÍFICO DE TRIBUTAÇÃO E BENEFÍCIOS FISCAIS DAS OPERAÇÕES PETROLÍFERAS 215

14. DECRETO Nº 56/2010 DE 22 DE DEZEMBRO, REGULAMENTO AMBIENTAL PARA AS OPERAÇÕES PETROLÍFERAS 223

15. DECRETO Nº 25/2004 DE 20 DE AGOSTO, CRIA O INSTITUTO NACIONAL DE PETRÓLEO 235

13. RESOLUÇÃO Nº 25/2016 DE 3 DE OUTUBRO, MODELO DO CONTRATO DE CONCESSÃO DE PESQUISA E PRODUÇÃO DOS PETRÓLEOS (CCPP OU EPCC) 244

14. AVISO Nº 20/GBM/2017 DE 11 DE DEZEMBRO, NORMAS E PROCEDIMENTOS A OBSERVAR NAS OPERAÇÕES CAMBIAIS (EXCERTOS) 364

PREFÁCIO

O autor é um entusiasta da indústria do Petróleo e Gás, tendo tido a oportunidade de ao longo dos anos participar activamente em alguns dos projectos em desenvolvimento em Moçambique, representando concessionárias e operadores. No entanto, sempre deparou-se com dificuldade em encontrar a legislação relevante numa única compilação, uma vez que ela está dispersa o que dificulta a consulta na realização do trabalho. A situação tende a agravar-se a medida que a indústria de Petróleo e Gás vai evoluindo em Moçambique e a legislação vai sendo ajustada para acompanhar esse desenvolvimento.

Foi assim que surgiu a ideia, de a semelhança do que já acontece noutros sectores, compilar a legislação relevante e colocá-la numa única publicação. O objectivo desta compilação é congregar numa única publicação a principal legislação que rege o sector do Petróleo e Gás em Moçambique, seja ela a legislação substantiva ou adjectiva, seja a que regule o *upstream*, o *midstream* ou o *downstream*, facilitando assim um fácil acesso a legislação aos actores e cultores do sector.

Esta publicação confere ao leitor uma radiografia jurídica do sector do Petróleo e Gás em Moçambique, desde os preceitos constitucionais aos infraconstitucionais até a legislação especializada, ambiental, fiscal e bancária, etc.

No entanto, o leitor é aconselhado a consultar outra legislação avulsa para complementar a legislação aqui compilada.

Maputo 31 de Março de 2023
Leopoldo de Amaral

AGRADECIMENTOS

O autor agradece a todos os fazedores da indústria do Petróleo e Gás em Moçambique, desde o legislador, a Assembleia da República, ao Regulador político, o Ministério dos Recursos Minerais e Energia, ao Regulador técnico, o Instituto Nacional dos Petróleos, as Concessionárias e Operadores bem como a todos profissionais do sector que contribuem para o desenvolvimento [jurídico] do sector do Petróleo e Gás em Moçambique, aproximando-o das melhores práticas internacionais da indústria.

Um especial agradecimento aos nossos clientes pela confiança e aos colaboradores da LOA Advogados Associados, nomeadamente Nestor de Jesus Simbine, Félix Grácio Alexandre, Marcelo Leonardo Nhangave, Ana Pedro Mathe, Celeste Soares Mabutana e Dácia Fonseca Ventura pelo apoio na preparação desta publicação.

NOTAS DO AUTOR

Moçambique iniciou a produção *upstream* de hidrocarbonetos em 2004 através dos projectos de Pande e Temane. Em 2010/2011 foram anunciadas as grandes descobertas de gás natural na Bacia do Rovuma, do qual o primeiro projecto de liquefacção do gás natural teve o *First Gas* em 2022.

A legislação que regula o sector de Petróleos evolui a medida que a indústria vai desenvolvendo. Há necessidade de aproximá-la das melhores práticas da indústria para torna-la mais competitiva, previsível e estável.

Esta compilação visa preencher o vazio que existe neste sector, apresentando uma solução *one stop shop* para o Regulador, Operadores, Concessionárias, académicos etc., facilitando o acesso a legislação.

Dentro do espírito de facilitar o acesso à legislação esta compilação será distribuída gratuitamente, sendo proibida a sua venda ou qualquer outra forma de oneração.

1. EXTRACTO DA CONSTITUIÇÃO DA REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE DE 2004[1]

As principais disposições da CRM que abordam matérias transversais ou relevantes para a indústria de gás e petróleo são:

Artigo 90
(Direito ao ambiente)

1. Todo o cidadão tem o direito de viver num ambiente equilibrado e o dever de o defender.
2. O Estado e as autarquias locais com a colaboração das associações na defesa do ambiente, adoptam políticas de defesa do ambiente e velam pela utilização racional de todos os recursos naturais.

Artigo 98
(Propriedade do Estado e domínio público)

1. Os recursos naturais situados no solo e no subsolo, nas águas interiores, no mar territorial, na plataforma continental e na zona económica exclusiva são propriedade do Estado.
2. Constituem domínio público do Estado:

a) a zona marítima;
b) o espaço aéreo;
c) o património arqueológico;
d) as zonas de protecção da natureza;
e) o potencial hidráulico;
f) o potencial energético;
g) as estradas e linhas férreas;
h) as jazidas minerais;
i) os demais bens como tal classificados por lei.

3. A lei regula o regime jurídico dos bens do domínio público, bem como a sua gestão e conservação, diferenciando os que integram o domínio público do Estado, o domínio público das autarquias locais e o domínio público comunitário, com respeito pelos princípios da imprescritibilidade e impenhorabilidade.

Artigo 102
(Recursos naturais)

O Estado promove o conhecimento, a inventariação e a valorização dos recursos naturais e determina as condições do seu uso e aproveitamento com salvaguarda dos interesses nacionais.

Artigo 108
(Investimento estrangeiro)

1. O Estado garante o investimento estrangeiro, o qual opera no quadro da sua política económica.
2. Os empreendimentos estrangeiros são autorizados em todo o território nacional e em todos os sectores económicos, excepto naqueles que estejam reservados à propriedade ou exploração exclusiva do Estado.

Artigo 109
(Terra)

[1] Constituição da República de 2004 conforme alterada e republicada pela Lei n° 1/2018 de 12 de Junho.

1. A terra é propriedade do Estado.
2. A terra não deve ser vendida, ou por qualquer outra forma alienada, nem hipotecada ou penhorada.
3. Como meio universal de criação da riqueza e do bem-estar social, o uso e aproveitamento da terra é direito de todo o povo moçambicano.

Artigo 110
(Uso e aproveitamento da terra)

1. O Estado determina as condições de uso e aproveitamento da terra.
2. O direito de uso e aproveitamento da terra é conferido às pessoas singulares ou colectivas tendo em conta o seu fim social ou económico.

Artigo 111
(Direitos adquiridos por herança ou ocupação da terra)

Na titularização do direito de uso e aproveitamento da terra, o Estado reconhece e protege os direitos adquiridos por herança ou ocupação, salvo havendo reserva legal ou se a terra tiver sido legalmente atribuída à outra pessoa ou entidade.

Artigo 117
(Ambiente e qualidade de vida)

1. O Estado promove iniciativas para garantir o equilíbrio ecológico e a conservação e preservação do ambiente visando a melhoria da qualidade de vida dos cidadãos.
2. Com o fim de garantir o direito ao ambiente no quadro de um desenvolvimento sustentável, o Estado adopta políticas visando:

a) prevenir e controlar a poluição e a erosão;
b) integrar os objectivos ambientais nas políticas sectoriais ;
c) promover a integração dos valores do ambiente nas políticas e programas educacionais;
d) garantir o aproveitamento racional dos recursos naturais com salvaguarda da sua capacidade de renovação, da estabilidade ecológica e dos direitos das gerações vindouras;
e) promover o ordenamento do território com vista a uma correcta localização das actividades e a um desenvolvimento sócio- económico equilibrado.

2. LEI N° 21/2021 DE 18 DE AGOSTO, LEI DOS PETRÓLEOS[2]

Lei nº 21/ 2014
de 18 de Agosto - Leis dos Petróleos

Havendo necessidade de adequar o quadro jurídico-legal da actividade petrolífera à actual ordem económica do país, aos desenvolvimentos registados no sector petrolífero, assegurar a competitividade e a transparência, e salvaguardar os interesses nacionais, ao abrigo do disposto no número 1 do artigo 170, conjugado com o artigo 98, ambos da Constituição, a Assembleia da República determina:

CAPÍTULO I
DISPOSIÇÕES GERAIS

Artigo 1
(Definições)
O significado dos termos e expressões usados na presente Lei, constam do glossário, em anexo, que é parte integrante da mesma.

Artigo 2
(Objecto)
A presente Lei estabelece o regime de atribuição de direitos para a realização de operações petrolíferas na República de Moçambique e para além das suas fronteiras, na medida em que esteja de acordo com o direito internacional.

Artigo 3
(Âmbito da aplicação)
1. A presente Lei aplica-se às operações petrolíferas e a quaisquer infra-estruturas pertencentes ou detidas pelo titular de direitos ou terceiros, usadas em conexão com operações petrolíferas, sujeitas à jurisdição moçambicana, incluindo as infra-estruturas móveis de bandeira estrangeira com o propósito de conduzir ou assistir às operações petrolíferas, salvo se de outra forma for estabelecido na lei.
2. Aplica-se igualmente ao uso ou consumo de petróleo quando o referido uso seja necessário ou constituir parte integrante das operações de produção ou transporte de petróleo ao abrigo da presente Lei.
3. Não está no âmbito da presente Lei a actividade de refinação, utilização industrial, distribuição e comercialização de produtos petrolíferos.

Artigo 4
(Papel do Estado)
1. O Estado controla a prospecção, pesquisa, produção, transporte, comercialização, refinação e transformação de hidrocarbonetos líquidos e gasosos e seus derivados, incluindo actividades de petroquímica e Gás Natural Liquefeito (GNL) e Gás para Líquidos (GTL).
2. O Estado pode, ainda, dedicar-se directa ou indirectamente às actividades complementares ou acessórias às referidas no número anterior.
3. O Estado, as suas instituições e demais pessoas colectivas de Direito Público têm uma acção determinante na promoção da avaliação do potencial petrolífero existente, de forma a permitir um acesso aos benefícios da produção petrolífera e contribuir para o desenvolvimento económico e social do país.
4. O Governo divulga as potencialidades dos recursos naturais existente, na consulta e negociação prévia com investidores e as comunidades locais, bem como na promoção do envolvimento do empresariado nacional nos empreendimentos petrolíferos.

[2] Com alteração introduzida pela Lei n° 16/2022 de 19 de Dezembro, que altera o artigo 48 da Lei n° 21/2014 de 18 de Agosto, Lei dos Petróleos.

5. O Estado assegura que parte dos recursos petrolíferos nacionais seja destinada à promoção do desenvolvimento nacional.
6. O Governo garante o financiamento da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, Empresa Pública (ENH, EP), seu representante exclusivo, para investir na melhoria e estabilização da sua participação nos negócios de petróleo e gás.

Artigo 5
(Avaliação e promoção do acesso aos recursos petrolíferos)

1. O Estado, as instituições e demais pessoas colectivas de Direito Público têm uma acção determinante na promoção da avaliação do potencial mineiro existente, de forma a permitir um acesso aos benefícios da produção petrolífera e contribuir para o desenvolvimento económico e social do país.
2. Na sua acção, o Governo incentiva a realização de investimentos em operações petrolíferas.

Artigo 6
(Defesa dos interesses nacionais)

Na atribuição de direitos para o exercício de operações petrolíferas ao abrigo da presente Lei, o Estado assegura sempre o respeito pelos interesses nacionais em relação à defesa, trabalho, navegação, pesquisa e conservação dos ecossistemas marinhos e demais recursos naturais, actividades económicas existentes, segurança alimentar e nutricional das comunidades e ao meio ambiente em geral.

Artigo 7
(Justa indemnização)

1. O Estado garante uma justa indemnização, paga pelos concessionários dos direitos de exploração do petróleo e do gás, às pessoas ou comunidades que detém, a qualquer título, direitos de uso e aproveitamento da terra bem como sobre a água territorial.
2. Quando a área disponível da concessão abranja em parte ou na totalidade espaços ocupados por famílias ou comunidades que implique o seu reassentamento, a concessionária é obrigada a indemnizar os abrangidos de forma justa e transparente, em moldes a regulamentar pelo Conselho de Ministros.
3. A justa indemnização deve ser firmada num memorando de entendimento entre o Governo, a concessionária e a comunidade.
4. O memorando de entendimento referido no número anterior constitui um dos requisitos para a atribuição do direito de exploração do petróleo e gás.

Artigo 8
(Conteúdo da justa indemnização)

1. A justa indemnização referida no artigo anterior abrange*:*
   a) reassentamento em habitações condignas, pelo titular da concessão, em melhores condições que as anteriores;
   b) pagamento do valor das benfeitorias nos termos da Lei de Terras e outra legislação aplicável;
   c) apoio no desenvolvimento das actividades de que dependem a vida e a segurança alimentar e nutricional dos abrangidos;
   d) preservação do património histórico, cultural e simbólico das famílias e das comunidades, em modalidades a serem acordadas pelas partes.
2. O reassentamento só pode ocorrer quando as pesquisas confirmarem a disponibilidade dos recursos petrolíferos objecto da licença para efeitos de início da produção, obedecendo a princípios definidos pelo Conselho de Ministros.

Artigo 9
(Distinção de direitos)

O direito de exploração do petróleo e do gás é distinto do direito de uso e aproveitamento de terra ou de outros direitos preexistentes nos termos da lei.

Artigo 10
(Não sobreposição dos direitos)

1. A atribuição do direito de exploração de petróleo e de gás não pressupõe a atribuição do direito de uso e aproveitamento da terra ou de outros direitos preexistentes, que são do Estado.
2. O Governo deve decretar o fim do direito de exploração de petróleo e de gás, e das operações petrolíferas, por caducidade da licença, esgotamento do recurso ou violação da lei.
3. Declarado o fim do direito de exploração do petróleo e do gás, os utentes dos direitos preexistentes ou seus herdeiros gozam de preferência na atribuição dos direitos renunciados a favor do Estado.

Artigo 11
(Envolvimento das Comunidades)

1. É obrigatória a informação prévia às comunidades sobre o início de actividades de pesquisa, bem como da necessidade do seu reassentamento temporário para tal fim.
2. É obrigatória a consulta prévia às comunidades para a obtenção da autorização do início da actividade petrolífera.
3. O Governo deve criar mecanismos de envolvimento e assegurar a organização e participação das comunidades nas áreas onde se encontram implantados empreendimentos petrolíferos.

Artigo 12
(Força de trabalho na actividade de exploração petrolífera)

1. As empresas de exploração de petróleo e gás devem assegurar um ambiente harmonioso nas relações laborais.
2. As empresas de exploração petrolífera devem garantir o emprego e formação técnico-profissional de moçambicanos e assegurar a sua participação na gestão e nas operações petrolíferas.
3. As empresas de exploração petrolífera devem tomar as providências necessárias para garantir a segurança e higiene dos trabalhadores, nos termos da legislação moçambicana e boas práticas internacionais.
4. O recrutamento do pessoal para as empresas de exploração petrolífera é publicado nos jornais de maior circulação no país, ou através da rádio, televisão e *internet,* indicando o local de entrega mais próximo e com as condições exigidas e publicação de resultados.

Artigo 13
(Promoção do empresariado nacional)

1. O Governo deve criar mecanismos e definir as condições de envolvimento do empresariado nacional nos empreendimentos de petróleo e gás.
2. As empresas de petróleo e gás devem estar inscritas na Bolsa de Valores de Moçambique, nos termos da legislação moçambicana aplicável.

CAPÍTULO II
DIREITOS, DEVERES E GARANTIAS

Artigo 14
(Direitos gerais dos titulares)

Os titulares do direito de exercício das operações petrolíferas gozam, entre outros, dos seguintes direitos:

a) consultar junto das entidades competentes as informações geológicas disponíveis do contrato de concessão;

b) obter a colaboração das autoridades administrativas para a realização dos trabalhos de campo e para a constituição de servidões de passagem, nos termos da lei;
c) construir e implantar as infra-estruturas e as instalações necessárias à execução das operações petrolíferas;
d) utilizar, nas condições legais e regulamentares pertinentes, as áreas demarcadas para a implantação das instalações petrolíferas dos edifícios e equipamentos;
e) realizar as actividades geológicas necessárias à execução dos planos aprovados, sem outras limitações que não sejam decorrentes das normas legais, do contrato de concessão ou do despacho da entidade que superintende o sector de petróleo;
f) extrair, exportar e beneficiar dos recursos petrolíferos objecto do contrato de concessão, nos termos da lei.

Artigo 15
(Deveres gerais dos titulares de direito)

Os titulares de direito de exercício de operações petrolíferas têm, entre outros, os seguintes deveres:

a) não dar início as operações petrolíferas sem o competente contrato de concessão;
b) assegurar postos de trabalho e formação técnica a cidadãos nacionais, preferencialmente dos que residem na área de concessão;
c) aplicar os métodos mais aptos para a obtenção de maior rendimento, compatíveis com as condições económicas do mercado, com a protecção do ambiente e com o aproveitamento racional dos recursos petrolíferos;
d) proceder ao registo de todas as actividades, incluindo as de investigação efectuadas;
e) permitir o controlo e a fiscalização da sua actividade por parte das autoridades competentes, incluindo o acesso ao registo de dados de natureza técnica, económica e financeira relacionado com as operações petrolíferas;
f) libertar progressivamente a área inicial abrangida pela atribuição de exercício de operações petrolíferas, nos termos e condições da presente Lei e do respectivo regulamento;
g) cumprir com os planos de trabalho, de acordo com cada fase das operações petrolíferas, aprovados, respeitando sempre as disposições legais e regulamentares e a melhor metodologia para a realização das operações petrolíferas;
h) cumprir os prazos de execução das operações petrolíferas e de programa de produção estabelecidos, mantendo a exploração em actividade, salvo nos casos de suspensão autorizada ou imposta, ou ainda quando determinada por razões de força maior;
i) cumprir as imposições do estudo de avaliação de impacto ambiental;
j) desenvolver acções de protecção à natureza e ao ambiente de acordo com o estudo de avaliação de impacto ambiental aprovado pelas autoridades competentes;
k) promover a segurança, saúde, higiene e salubridade pública, em conformidade com a regulamentação nacional e internacional aplicável na República de Moçambique;
l) informar sobre as incidências das operações petrolíferas relativamente à ocupação do solo e às características do meio ambiente;
m) reparar, nos termos da lei, os danos provocados a terceiros pelo exercício das operações petrolíferas.

Artigo 16
(Garantias dos titulares de direito)

Aos titulares de direito de operações petrolíferas são reconhecidas as seguintes garantias jurídicas:

a) transmitir direitos e obrigações decorrentes dos contratos de concessão, obtida a competente autorização;

b) o apoio para a realização das operações petrolíferas e o respeito pelos direitos a elas inerentes;
c) o direito de dispor e comercializar livremente o petróleo e gás, observadas as regras e procedimentos estabelecidos na presente Lei e em legislação complementar sobre a matéria;
d) recorrer à arbitragem internacional para a resolução de disputas, esgotados os meios alternativos de resolução.

Artigo 17
(Condições para o exercício das operações petrolíferas)

1. As operações petrolíferas são exercidas mediante um contrato de concessão resultante de concurso público, negociação simultânea ou negociação directa.
2. A atribuição de direitos para o exercício de operações petrolíferas ao abrigo da presente Lei, respeita sempre os interesses nacionais em relação à defesa, navegação, pesquisa e conservação de recursos marinhos, actividades económicas existentes e ao meio ambiente em geral.

CAPÍTULO III
PROPRIEDADE E CONTROLO DOS RECURSOS PETROLÍFEROS

Artigo 18
(Propriedade dos recursos petrolíferos)

Os recursos petrolíferos situados no solo e no subsolo, nas águas interiores, no mar territorial, na plataforma continental e na zona económica exclusiva, são propriedade do Estado.

Artigo 19
(Administração de operações petrolíferas)

1. O Governo deve implementar políticas que assegurem a realização de operações petrolíferas, incluindo a formulação de regulamentos necessários para a sua aplicação.
2. O Governo deve assegurar que uma percentagem das receitas geradas na produção de petróleo é canalizada para o desenvolvimento das comunidades das áreas onde se realizam operações petrolíferas.
3. A percentagem a que se refere o número anterior é fixada no Orçamento do Estado, em função das receitas previstas e relativas às operações petrolíferas.

Artigo 20
(Participação do Estado)

1. O Estado reserva-se ao direito de participar nas operações petrolíferas em que estiver envolvida qualquer pessoa jurídica.
2. A participação do Estado pode ocorrer em qualquer fase das operações petrolíferas, nos termos e condições a serem estabelecidos por contrato.
3. O Estado deve promover, de forma progressiva, a elevação da sua participação nos empreendimentos de petróleo e gás.

Artigo 21
(Concurso público)

1. O Governo deve realizar concurso público para as actividades de pesquisa, produção e exploração do petróleo e gás.
2. Os procedimentos para a realização de concurso público são definidos em regulamento, sem prejuízo da aplicação da legislação geral sobre a matéria.

Artigo 22
(Instituto Nacional de Petróleos)

1. O Instituto Nacional de Petróleos (INP), pessoa colectiva de direito público, dotada de personalidade jurídica, autonomia administrativa, financeira e patrimonial é tutelado pelo Ministério que superintende às actividades petrolíferas.

2. O Instituto Nacional de Petróleos é a entidade reguladora responsável pela administração e promoção das operações petrolíferas, sob tutela do Ministério que superintende a área de petróleo e de gás, responsável pelas directrizes para participação do sector público e privado na pesquisa, exploração dos produtos petrolíferos e seus derivados.
3. As competências, organização e o funcionamento do Instituto Nacional de Petróleo são definidas pelo Governo, ajustados á presente Lei.

Artigo 23
(Alta Autoridade da Indústria Extractiva)

A Alta Autoridade de Indústria Extractiva exerce a sua acção, no controlo das actividades petrolíferas.

Artigo 24
(Empresa Nacional de Hidrocarbonetos)

1. A Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH, E.P.) é a entidade nacional responsável pela pesquisa, prospecção, produção e comercialização de produtos petrolíferos e representa o Estado nas operações petrolíferas.
2. Compete à ENH, E.P. participar em todas as operações petrolíferas e nas respectivas fases das actividades desde a pesquisa, exploração, produção, refinação, transporte, armazenamento e comercialização de petróleo e gás e seus derivados, incluindo LNG e GTL dentro e fora do país.
3. Compete, ainda, à ENH, E.P. gerir a quota de petróleo e gás destinados ao desenvolvimento do mercado nacional e a industrialização do país.
4. Qualquer investidor com interesse na exploração dos recursos petrolíferos em Moçambique deve entrar em parceria com a ENH, E.P., representante exclusivo do Estado.

Artigo 25
(Tributos)

1. Os titulares de direitos para a realização de operações petrolíferas estão sujeitos ao pagamento, para além dos impostos específicos, dos seguintes tributos:

a) Imposto sobre o Rendimento;
b) Imposto sobre o Valor Acrescentado;
c) Imposto Autárquico quando haja lugar;
d) Outros impostos estabelecidos por lei.

2. O regime específico de tributação das operações petrolífera é estabelecido por lei.

CAPÍTULO IV
OPERAÇÕES PETROLÍFERAS

Artigo 26
(Sujeitos)

1. Podem ser titulares do direito de exercício de operações petrolíferas pessoas moçambicanas ou pessoas jurídicas estrangeiras registadas em Moçambique, que comprovem ter competência, capacidade técnica e meios financeiros adequados à condução efectiva de operações petrolíferas.
2. As pessoas jurídicas estrangeiras que, directa ou indirectamente, detenham ou controlem pessoas jurídicas que detenham direitos ao abrigo de contratos de concessão, devem ser estabelecidas, registadas e administradas a partir de uma jurisdição

transparente.

3. Os requerentes de direitos para operações petrolíferas, constituídos na forma de sociedade comercial devem, no acto da submissão do pedido, depositar o documento comprovativo de constituição da sociedade, incluindo a identificação dos titulares de participações e o respectivo valor subscrito.
4. Em igualdade de circunstâncias, as pessoas moçambicanas ou as pessoas jurídicas estrangeiras que se associem com pessoas moçambicanas gozam de direito de preferência na atribuição de contratos de concessão.

Artigo 27
(Competências do Governo)

1. Compete ao Governo aprovar o regulamento das operações petrolíferas, que deve incluir, entre outras matérias, as seguintes:

a) modalidades de atribuição de direitos, termos e condições dos contratos de concessão;
b) práticas de operações petrolíferas, incluindo a gestão de recursos, segurança, saúde e protecção ambiental;
c) submissão de planos, relatórios, dados, amostras, informação e contas pelos titulares de direitos, nos termos dos respectivos contratos ou contratos de concessão;
d) regras de acesso e uso de infraestruturas por terceiros;
e) procedimentos para concursos de aquisição de materiais, bens e serviços;
f) regras sobre abandono de áreas nos contratos de concessão;
g) termos e condições sobre a participação do Estado em qualquer contrato de concessão.

2. Compete, ainda, no âmbito da gestão das operações petrolíferas:

a) regulamentar as modalidades dos contratos de concessão e as regras dos concursos para a atribuição de direitos para as operações petrolíferas;
b) aprovar a celebração dos contratos de concessão de pesquisa e produção, sistemas de oleoduto ou gasoduto e de infraestruturas;
c) aprovar os planos de desenvolvimento, os planos de desenvolvimento de sistema de oleoduto ou gasoduto, planos de infraestruturas e planos de desmobilização e quaisquer alterações significativas aos mesmos;
d) aprovar acordos de unificação e quaisquer alterações significativas aos mesmos;
e) definir as competências quanto à celebração de outros contratos no âmbito da presente Lei;
f) definir as competências quanto à autorização de transmissão de direitos e alterações supervenientes dos contratos de concessão;
g) emitir decisões em relação a contratos de concessão ou operações petrolíferas para implementação da presente Lei;
h) inspeccionar quaisquer infra-estruturas ou locais onde estejam a ser realizadas operações petrolíferas;
i) determinar as regras, aprovar os contratos relativos ao acesso de terceiros às infra-estruturas e a metodologia para a fixação de tarifas;
j) aprovar a metodologia para determinação de preços de petróleo;
k) inventariar as receitas resultantes das operações petrolíferas e publicitá-las periodicamente;
l) definir as formas e conteúdo das garantias a serem prestadas pelos titulares de direitos na realização de operações petrolíferas;
m) mediante termos e condições a acordar com os titulares de direitos para operações petrolíferas, conceder uma prorrogação do período dos contratos de concessão;
n) aprovar a transmissão da propriedade das infra-estruturas ou o direito de uso de infra-estruturas;

o) aprovar regulamentos relativos às operações petrolíferas e exercer as demais atribuições que lhe estão cometidas pela presente Lei e demais legislação aplicável.

Artigo 28
(Tipos de contratos de concessão)

1. A realização de operações petrolíferas está sujeita à prévia celebração de um contrato de concessão, de acordo com a presente Lei, que atribuem direitos de:

a) reconhecimento;
b) pesquisa e produção;
c) construção e operação de sistemas de oleoduto ou gasoduto;
d) construção e operação de infra-estruturas.

2. Sem prejuízo da salvaguarda da confidencialidade da informação comercial estratégica e concorrencial das operações petrolíferas, o contrato de concessão principal celebrado sujeita-se à fiscalização e visto da entidade legalmente competente para o efeito, bem como à publicação dos termos principais do contrato de concessão.

Artigo 29
(Contrato de concessão de reconhecimento)

1. O contrato de concessão de reconhecimento concede o direito não exclusivo de realizar trabalhos preliminares de pesquisa e avaliação na área do contrato de concessão, através de levantamentos aéreos, terrestres e outros, incluindo estudos geofísicos, geoquímicos, paleontológicos, geológicos e topográficos.
2. O contrato de concessão de reconhecimento é celebrado por um período máximo de dois anos, não renovável, e permite a realização de perfurações até a profundidade de cem metros abaixo da superfície terrestre ou do fundo do mar.

Artigo 30
(Contrato de concessão de pesquisa e produção)

1. O contrato de concessão de pesquisa e produção concede o direito exclusivo para conduzir operações petrolíferas, bem como o direito não exclusivo de construir e operar infra-estruturas de produção e transporte de petróleo, a partir de uma área de contrato de concessão, salvo se houver disponibilidade de acesso a um sistema de oleoduto ou gasoduto ou outras infra-estruturas já existentes sob termos e condições comerciais aceitáveis.
2. Os acordos celebrados entre pessoas jurídicas com vista à submissão de pedido de direitos ou para a condução de operações petrolíferas, estão sujeitos à aprovação do Governo.
3. O direito exclusivo de pesquisa de petróleo, ao abrigo de um contrato de concessão de pesquisa e produção, não excede 8 (oito) anos e deve ser sujeito às disposições sobre o abandono de áreas.
4. No caso de uma descoberta, o titular do direito de pesquisa e produção pode manter o direito exclusivo de completar o trabalho iniciado dentro de uma área especificada, em relação ao período de pesquisa, para o cumprimento das obrigações de trabalho e avaliação ou determinação do valor comercial e para permitir o desenvolvimento e produção de petróleo.
5. O titular do direito de pesquisa e produção pode manter, em conformidade com o plano de desenvolvimento aprovado pelo Governo, o direito exclusivo de desenvolver e produzir petróleo e gás na área de desenvolvimento, sujeito à renovação por períodos iguais ou inferiores, conforme seja mais vantajoso para o interesse nacional.

Artigo 31
(Contrato de concessão de sistema de oleoduto ou gasoduto)

1. O contrato de concessão de sistema de oleoduto ou gasoduto concede o direito de construir e operar sistemas de oleodutos ou gasodutos para efeitos de transporte de petróleo bruto ou gás natural, nos casos em que estas operações não estejam cobertas por um contrato de concessão de pesquisa e produção.

2. O contrato de concessão de sistema de oleoduto ou gasoduto é acompanhado do respectivo plano de desenvolvimento de oleoduto ou gasoduto, o qual é parte integrante.

Artigo 32
(Contrato de concessão de infraestruturas)

O contrato de concessão para construção e operação de infra-estruturas concede o direito de construir e operar infra-estruturas para produção de petróleo, tais como de processamento e conversão, que não estejam cobertas por um plano de desenvolvimento de pesquisa e produção aprovados.

Artigo 33
(Construção de infraestruturas)

A construção e operações do sistema de oleoduto ou gasoduto e ainda a concessão e operação de infra-estruturas são exercidas mediante um contrato de concessão resultante de concurso público.

Artigo 34
(Liquefacção de gás)

O Governo pode autorizar às concessionárias que tenham descoberto depósitos de petróleo e gás natural não associado a desenvolver projectos para concepção, construção, instalação, propriedade, financiamento, operação, manutenção, uso de poços, instalações e equipamento conexo, seja em terra ou no mar para a produção, processamento, liquefacção entrega e venda do gás no mercado nacional e para exportação.

Artigo 35
(Petróleo e gás para o consumo interno)

1. O Governo deve garantir que a quota não menos de 25% do petróleo e gás produzido no território nacional seja dedicada ao mercado nacional.
2. O Governo regulamenta a aquisição, definição de preço e outras matérias inerentes à utilização da quota de petróleo e gás referida no número anterior.

Artigo 36
(*Marketing* e comercialização)

1. O Governo deve garantir que a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P. representante do Estado nos negócios de petróleo e gás, assuma a liderança do *marketing* e comercialização dos referidos produtos.
2. O Governo deve promover a massificação do uso de gás para o desenvolvimento do mercado nacional e industrialização do país.

Artigo 37
(Capitalização das receitas)

Cabe à Assembleia da República definir um mecanismo de gestão sustentável e transparente das receitas provenientes da exploração dos recursos petrolíferos do país, tendo em conta a satisfação das necessidades presentes e as das gerações vindouras.

Artigo 38
(Unificação de depósitos de petróleo)

1. O depósito de petróleo que se situe parte numa área de contrato de concessão e parte noutra área de contrato de concessão, deve ser desenvolvido e operado conjuntamente ou de forma coordenada ao abrigo de um acordo de unificação sujeito à aprovação do Governo.
2. Se houver indícios suficientes de que um ou mais dos depósitos de petróleo abrangidos pelo desenvolvimento comercial de uma descoberta se estendem para áreas de pesquisa e produção vizinhas, os titulares dos direitos devem, no prazo de 6 (seis) meses, após a declaração de comercialidade, alcançar um acordo sobre a forma mais racional de desenvolvimento e produção unificada dos referidos depósitos de petróleo e gás.

3. O Governo, findo o prazo do número anterior, deve decidir e notificar para a unificação e desenvolvimento conjunto dos depósitos de petróleo abrangidos, por interesse público e gestão racional e sustentável dos recursos petrolíferos.

Artigo 39
(Queima de petróleo)

1. A queima de petróleo só é permitida nos termos a definir pelo Governo se demonstrar-se que todos os métodos alternativos sobre o destino a dar ao petróleo são inseguros ou não aceitáveis para o ambiente.
2. A queima de petróleo destinada à realização de testes, verificação e funcionamento das infra-estruturas ou por razões de segurança ou emergência, está sujeita à autorização do Governo.

Artigo 40
(Obrigações para a realização de operações petrolíferas)

O titular do direito de reconhecimento, de pesquisa e produção, construção e operação de infra-estruturas e de sistemas de oleoduto ou gasoduto obriga-se, na parte que lhe for aplicável e com as necessárias adaptações, a:

a) realizar as operações petrolíferas nos termos da presente Lei, do Regulamento de Operações Petrolíferas, bem como da demais legislação aplicável e das boas práticas da indústria de petróleo;
b) reportar ao Governo sobre qualquer descoberta na área do contrato de concessão, no prazo de 24 (vinte e quatro) horas;
c) no caso de uma descoberta comercial, elaborar e submeter ao Governo o plano de desenvolvimento para o depósito de petróleo, bem como quaisquer alterações significativas subsequentes;
d) constituir um fundo para o encerramento e desmobilização das infra-estruturas;
e) submeter ao Governo um plano de desmobilização, antes do tempo previsto para o término do período de produção, do uso das infra-estruturas ou do contrato de concessão;
f) indemnizar os lesados em virtude de perdas ou danos resultantes das operações petrolíferas, nos termos da lei;
g) publicar todos os concursos relacionados com contratos principais para aquisição de produtos, materiais e serviços, nos meios de comunicação com maior circulação no país e na página da Internet do respectivo titular;
h) quando o interesse nacional assim o requerer, dar preferência ao Governo na aquisição do petróleo produzido na área de contrato de concessão, nos termos da legislação especifica.

Artigo 41
(Aquisição de bens e serviços)

1. A aquisição de bens ou serviços pelos titulares de direitos para a condução de operações petrolíferas, acima de um determinado valor, deve ser feita por concurso e este deve ser publicado nos meios de comunicação com maior incidência para os jornais de maior circulação do país e na página da Internet do respectivo titular.
2. As pessoas singulares ou colectivas estrangeiras que prestem serviços às operações petrolíferas devem associar-se a pessoas singulares ou colectivas moçambicanas.
3. Na avaliação dos concursos, deve ser tomada em consideração a qualidade dos serviços, o preço, o prazo de entrega e as garantias oferecidas.
4. Os titulares de direitos para a condução de operações petrolíferas devem dar preferência aos produtos e serviços locais quando comparáveis, em termos de qualidade, aos produtos, materiais e serviços internacionais que estejam disponíveis em tempo e nas quantidades requeridas e quando o preço, incluindo impostos, não seja superior em mais de dez por cento aos preços dos bens importados disponíveis.

Artigo 42
(Reassentamento)

1. O investidor do empreendimento petrolífero *onshore* deve garantir os custos de reassentamento das populações após a consulta prévia das mesmas.
2. No processo de consultas participam, para além dos representantes das pessoas contempladas, os órgãos locais do Estado e as autoridades comunitárias.
3. Aos abrangidos pelo reassentamento devem ser garantidas condições de vida condignas e superiores às que possuem na área em que vivem, através de uma justa compensação**.**

Artigo 43
(Sobreponibilidade e incompatibildade de direitos)

1. A atribuição de direitos relativos ao exercício das operações petrolíferas é incompatível com a prévia ou posterior atribuição de direitos para o exercício de actividades respeitantes a outros recursos naturais ou usos para a mesma área.
2. Havendo incompatibilidade no exercício dos direitos referidos no número anterior, o Governo decide qual dos direitos deve prevalecer e em que condições, sem prejuízo das compensações devidas aos titulares.
3. A atribuição de direitos relativos às operações petrolíferas só pode ser feita com salvaguarda dos interesses nacionais em matéria de defesa, segurança, ambiente, navegação, investigação, gestão e preservação dos recursos naturais, em particular dos biológicos aquáticos vivos e não vivos, devendo ser ouvidas as entidades sectorialmente competentes, nos termos da legislação específica aplicável

CAPÍTULO V
INVESTIMENTO DIRECTO

Artigo 44
(Forma do investimento)

1. O investimento directo nacional e estrangeiro pode revestir, isolada ou cumulativamente, as formas seguintes, desde que susceptíveis de avaliação pecuniária:

a) valor pago em moeda livremente convertível pela aquisição total ou parcial de participações sociais em empresa constituída em Moçambique ou da autorização da actividade petrolífera, nos casos de transmissão parcial ou total, desde que o valor seja pago num banco registado em Moçambique ou numa conta externa autorizada nos termos da lei cambial;
b) equipamentos e respectivos acessórios, materiais e outros bens importados;
c) no caso de investimento directo nacional, infra-estruturas, instalações e a cedência de direitos relativos ao uso da terra, concessões, licenças e outros direitos de natureza económica, comercial ou tecnológica;
d) cedência, em casos específicos e nos termos acordados e sancionados pelas entidades competentes dos direitos de utilização de tecnologia patenteada e de marcas registadas, nos termos a regulamentar;
e) valor despendido em estudos geológicos ou outras actividades no âmbito das obrigações previstas na presente Lei.

2. O valor do investimento directo abrange as despesas, devidamente contabilizadas e confirmadas por empresa de auditoria de idoneidade reconhecida, incorridas em operações de prospecção e pesquisa, tratamento, desenvolvimento, processamento e outras operações petrolíferas relativas à pesquisa, produção petrolífera.
3. O investimento do Estado é coberto através da valorização dos recursos existentes e outras formas a serem definidas pelo Governo.

Artigo 45
(Garantias)

1. É garantida a segurança e proteção jurídica da propriedade sobre os bens e direitos incluindo os direitos de propriedade industrial compreendidos no âmbito dos investimentos autorizados e realizados na actividade petrolífera.
2. A expropriação só pode ter lugar, excepcionalmente e com fundamentação, por causa do interesse público e está sujeita ao pagamento de uma indemnização justa.
3. A determinação do valor da indeminização prevista no número 2 é efectuada no prazo de 90 dias, por mútuo acordo, por uma comissão de idoneidade e competência reconhecidas.
4. O pagamento da indemnização referida nos números anteriores é efectuado no prazo de 190 dias, ou outro prazo acordado, contados a partir da data da tomada de decisão ou da apresentação do relatório.
5. O tempo de apreciação para efeitos de tomada de decisão sobre a avaliação efectuada e apresentada ao órgão competente do Estado não deve exceder 90 dias, contados da data de recepção do processo de avaliação.

Artigo 46
(Prestação de garantia de desempenho)

Para o cumprimento dos termos e condições constantes das autorizações da exploração petrolífera, os operadores devem prestar uma garantia financeira, nos termos a regulamentar.

Artigo 47
(Áreas petrolíferas reservadas)

No interesse público, o Governo pode preservar a terra para pedidos de exploração petrolífera, especificando os tipos de actividades incompatíveis.

Artigo 48[3]
(Desenvolvimento local)

1. Das receitas fiscais geradas pelo Imposto sobre a Produção de Petróleo, 10% é destinada ao desenvolvimento da província, distrito e comunidades locais onde se implementam os respectivos empreendimentos petrolíferos.
2. Compete ao Governo regulamentar a alocação e gestão da percentagem referida no número 1 do presente artigo.

Artigo 49
(Desenvolvimento da actividade industrial)

1. Os recursos petrolíferos devem ser usados, sempre que necessário, como matéria-prima para a indústria transformadora.
2. O Estado pode requisitar o produto petrolífero a preços negociáveis para seu uso na indústria local, sempre que os interesses comerciais do país o exijam.
3. A actividade de transformação industrial de matérias-primas provenientes da exploração petrolífera é regulada por legislação específica.

Artigo 50
(Iniciativa de transparência extractiva)

As empresas de exploração petrolífera são obrigadas a publicitar os seus resultados, os montantes pagos ao Estado, bem como os encargos relativos à responsabilidade social e corporativa sujeita à fiscalização.

Artigo 51
(Direito de uso de infra-estruturas)

1. O proprietário de uma infraestrutura e o titular do direito de uso de uma infraestrutura,

[3] Redacção introduzida pela Lei n° 16/2022 de 19 de Dezembro, que altera o artigo 48 da Lei n° 21/2014 de 18 de Agosto, Lei dos Petróleos.

ao abrigo da presente Lei, tem a obrigação de dar o direito a terceiros de uso das infra-estruturas relacionadas com as operações petrolíferas, sem discriminação e em termos comerciais razoáveis, contanto que:

a) haja capacidade disponível nas infra-estruturas;
b) não hajam problemas técnicos insuperáveis que possam impedir o uso das infra-estruturas para satisfazer os pedidos de terceiros.

2. Se a capacidade disponível da infraestrutura for insuficiente para acomodar os pedidos de terceiros, o proprietário da infraestrutura é obrigado a aumentar a capacidade para que, em termos comercialmente razoáveis, os pedidos de terceiros possam ser satisfeitos, contanto que:

a) os terceiros demonstrem necessidades de aumento de capacidade, suportados por certificado de reservas adequados, de acordo com as boas práticas da indústria de petróleo;
b) tal aumento não cause um efeito adverso sobre a integridade técnica ou a operação segura da infra-estrutura;
c) os terceiros tenham assegurado fundos suficientes para suportar os custos do pedido de aumento da capacidade.

3. Qualquer disputa entre o proprietário da infraestrutura ou o titular do direito do uso da infraestrutura e terceiros, relativo ao uso da infraestrutura, é resolvida por acordo e, não havendo, por uma entidade independente, nos termos a regulamentar.

Artigo 52
(Propriedade dos dados)

1. Todos os dados obtidos ao abrigo de qualquer contrato ou contrato de concessão previsto na presente Lei são propriedade do Estado.
2. Os termos e condições do exercício de direitos sobre os dados são fixados em regulamento e no respectivo contrato ou contrato de concessão.

Artigo 53
(Transmissão)

1. A transmissão directa de direitos e obrigações atribuídos ao abrigo de um contrato de concessão, a uma afiliada ou a terceiros deve ser feita de acordo com a legislação moçambicana e está sujeita a aprovação do Governo.
2. A presente disposição também aplica-se a outras transmissões directas ou indirectas de interesses participativos nos contratos de concessão, incluindo a cessão de acções, quotas ou outras formas de participações, da entidade titular de direitos ao abrigo do contrato de concessão.

CAPÍTULO VI
TERRA E AMBIENTE

Artigo 54
(Uso e aproveitamento da terra e servidão de passagem)

1. O uso e aproveitamento da terra para realização de operações petrolíferas regem-se pela legislação de terras.
2. Para efeitos de realização de operações petrolíferas, a duração do direito de uso e aproveitamento da terra é compatível com o estabelecido no respectivo contrato de concessão.
3. As áreas que circundam as infra-estruturas numa faixa de 50 (cinquenta) metros, consideram-se zonas de protecção parcial.
4. A área designada como zona de segurança da infraestrutura é definida por regulamento.
5. O titular do direito de exercício de operações petrolíferas que, por força do exercício

dos seus direitos na área do contrato de concessão, cause danos às culturas, solos, construções, equipamentos ou benfeitorias, incorre na obrigação de indemnizar os titulares dos referidos bens, nos termos da legislação aplicável.
6. Se as operações petrolíferas causarem dano ambiental ou poluição, o titular de direitos para o exercício de operações petrolíferas incorre na obrigação de indemnizar a parte afectada pelo prejuízo ou dano causado, independentemente da culpa.
7. Sem prejuízo do pagamento das indemnizações que são devidas, o titular do direito de realização de operações petrolíferas pode exigir a constituição de servidões de passagem, em conformidade com a legislação em vigor, para acesso aos locais onde as operações petrolíferas são realizadas.

Artigo 55
(Fiscalização ambiental)

O Governo assegura a observância rigorosa das normas de protecção e reabilitação ambiental, nos termos da lei e das convenções e boas práticas internacionais.

Artigo 56
(Responsabilização por danos)

Os operadores petrolíferos devem ser responsabilizados pelos danos em infra-estruturas, ao meio ambiente, às águas territoriais e à saúde pública no manuseamento, transporte, pesquisa e exploração de petróleo e gás.

Artigo 57
(Protecção de recursos naturais)

1. O Governo deve estabelecer um plano de protecção de recursos naturais, em particular no que se refere ao controlo da pirataria, derrames de hidrocarbonetos e proteção da zona económica exclusiva.
2. O investidor deve garantir a coexistência com a fauna marinha e outros ecossistemas especialmente em áreas de conservação e de desenvolvimento da actividade pesqueira.

Artigo 58
(Zonas de protecção total e parcial)

O exercício da actividade petrolífera em zonas de proteção total e parcial, obedece as disposições da legislação aplicável.

CAPÍTULO VII
EXPLOSIVOS E MATERIAL RADIOACTIVO

Artigo 59
(Uso de explosivos)

1. O uso de substâncias explosivas na actividade petrolífera é sujeito à legislação moçambicana.
2. No plano de exploração da petrolífera deve se incluir a adopção de técnicas e medidas de segurança sobre o planeamento, a execução e o monitoramento do uso de explosivos, que deve ser submetida à aprovação das entidades competentes.

Artigo 60
(Explosivos permitidos na actividade petrolífera)

As substâncias explosivas permitidas na actividade petrolífera são, em exclusivo, apenas as que legalmente constam da legislação em vigor em Moçambique.

Artigo 61
(Aquisição, transporte e uso de explosivos)

A aquisição, transporte, manuseamento, armazenamento e uso de produtos explosivos, pólvoras e artifícios de iniciação deve ser efectuados por pessoal e entidade devidamente licenciada, mediante autorização específica.

Artigo 62
(Material radioactivo)

1. Além do previsto no número 2 do artigo 57 da presente Lei, o uso e aproveitamento dos recursos petrolíferos devem, igualmente, ser exercidos em conformidade com as normas vigentes de protecção contra a exposição à radiações ionizantes.
2. A prospecção e pesquisa e as demais operações petrolíferas, no que diz respeito à exposição de pessoas, bens e meio ambiente, a radiações ionizantes, estão sujeita à prévia autorização da Autoridade Reguladora da Energia Atómica.

Artigo 63
(Inspecção e fiscalização)

1. A actividade de exploração petrolífera está sujeita à inspecção e fiscalização, visando garantir o uso e aproveitamento racional e sustentável dos recursos petrolíferos.
2. Compete à Inspeção Geral do Ministério que superintende a área dos recursos petrolíferos o controle do cumprimento da presente Lei e demais disposições legais que regulamentam a actividade petrolífera e a segurança técnica nas actividades petrolíferas.
3. Para a realização da inspecção, o Governo pode, ainda, nomear uma entidade independente ou uma comissão criada para o efeito, nos termos a regulamentar.

Artigo 64
(Acesso a zonas de jurisdição marítima)

O acesso aos locais ou infra-estruturas para operações petrolíferas localizadas nas águas interiores, no mar territorial, na plataforma continental e na zona económica exclusiva e demais zonas de jurisdição marítima é definido nos termos da legislação aplicável.

Artigo 65
(Inspecção)

1. As infra-estruturas e locais onde estejam a ser realizadas operações petrolíferas estão sujeitas à inspecção e auditoria.
2. A inspecção e auditoria são realizadas por uma comissão criada pelo Governo ou por uma entidade independente por este indicada.

Artigo 66
(Protecção e segurança ambiental)

1. Para além de levar a cabo as operações petrolíferas de acordo com as boas práticas da indústria de petróleo, o titular de direitos de reconhecimento, pesquisa e produção, construção, instalação e operação de infra-estruturas e sistemas de oleodutos ou gasodutos, deve realizar as operações petrolíferas em conformidade com a legislação ambiental e outra aplicável, com o fim de:

a) assegurar que não haja danos ou destruições ecológicas causados pelas operações petrolíferas e que, quando inevitáveis, que as medidas para a protecção do ambiente estão em conformidade com padrões internacionalmente aceites, devendo para este efeito realizar e submeter às entidades competentes para aprovação de estudos relativos aos impactos ambientais, incluindo medidas de mitigação deste impacto;
b) controlar o fluxo e evitar a fuga ou a perda do petróleo;
c) evitar a danificação do depósito de petróleo;
d) evitar a destruição de terrenos do lençol freático, dos rios, dos lagos, da flora e da fauna, das culturas, dos edifícios ou de outras infra-estruturas e bens;

e) limpar os locais após fugas ou descargas, cessação do uso das infra-estruturas ou término das operações petrolíferas e cumprir com os requisitos para a restauração do ambiente;
f) garantir a segurança do pessoal na planificação e condução de operações petrolíferas;
g) reportar ao Governo sobre o número e quantidades de descargas ou fugas operacionais e acidentais, derrames e desperdícios e perdas resultantes das operações petrolíferas.

2. O titular de direitos ao abrigo da presente Lei deve actuar na condução de operações petrolíferas de forma segura e efectiva com o fim de garantir que seja dado um destino às águas poluídas e ao desperdício, de acordo com os métodos aprovados, bem como o encerramento e desmobilização segura de todos os furos e poços antes do seu abandono.

CAPÍTULO VIII
DISPOSIÇÕES FINAIS

Artigo 67
(Infracções)

1. Constituem, dentre outras, violações às disposições da presente Lei e sujeitas a sanções, as seguintes:

a) exercício de operações petrolíferas sem o respectivo título ou aprovações necessárias;
b) sonegação de informação obtida no exercício das operações petrolíferas ou divulgação indevida da informação;
c) falta de prestação de quaisquer garantias exigidas por lei;
d) incumprimento de ordens e instruções administrativas específicas, emanadas pelo Governo;
e) não cumprimento das normas regulamentares em vigor, respeitantes à sua actividade, bem como as boas práticas da indústria de petróleo.

2. Sem prejuízo do procedimento civil ou criminal e outras medidas previstas em legislação especial a que possa haver lugar, a violação das disposições da presente Lei e das obrigações contratuais, é passível de aplicação de medidas sancionatórias, que vão desde a mera advertência, multas, suspensão da laboração e revogação do contrato de concessão, nos termos a regulamentar.

Artigo 68
(Contratos em execução)

1. Os direitos adquiridos ao abrigo de contratos e contratos de concessão em execução celebrados ao abrigo da Lei n.º 3/2001, de 21 de Fevereiro, relativos às operações petrolíferas continuam válidos.
2. Findo o período dos contratos previstos no número anterior os novos contratos e concessões são executados nos termos da presente Lei.

Artigo 69
(Resolução de disputas)

1. As disputas emergentes dos contratos e contratos de concessão devem ser solucionados, de preferência, por negociação.
2. Se a disputa não puder ser resolvida por acordo, a questão pode ser submetida à arbitragem ou às autoridades judiciais competentes, nos termos e condições estabelecidos pelo contrato de concessão ou, não havendo no contrato de concessão uma cláusula de arbitragem, às autoridades judiciais competentes.
3. A arbitragem entre o Estado Moçambicano e os investidores estrangeiros deve ser conduzida em conformidade com:

a) a lei que rege a arbitragem, a conciliação e a mediação como meios alternativos de resolução de conflitos;
b) regras do Centro Internacional de Resolução de Diferendos Relativos a Investimentos entre Estados e Nacionais de outros Estados (ICSID), aprovadas em *Washington,* em 15 de Março de 1965, ou segundo a Convenção sobre a Resolução de Diferendos entre Estados e Nacionais de outros Estados;
c) regras fixadas no Regulamento do Mecanismo Suplementar, aprovado a 27 de Setembro de 1978 pelo Conselho de Administração do Centro Internacional para a Resolução de Diferendos Relativos a Investimentos, se a entidade estrangeira não preencher as condições de nacionalidade previstas no artigo 26 da Convenção;
d) regras de outras instâncias internacionais de reconhecida reputação em conformidade com o que as partes tiverem acordado nos contratos de concessão previstos na presente Lei, desde que tenham expressamente especificado as condições para a sua implementação, incluindo a forma de designação dos árbitros e o prazo para a tomada de decisão.

Artigo 70
(Regulamento de operações petrolíferas)

Compete ao Governo regulamentar as matérias constantes na presente Lei, no prazo de 60 dias.

Artigo 71
(Revogação)

É revogada a Lei n.º 3/2001, de 21 de Fevereiro e demais legislação que contrarie a presente Lei.

Artigo 72
(Entrada em vigor)

A presente Lei entra em vigor na data da sua publicação.

Aprovada pela Assembleia da República, aos 14 de Agosto 2014.

A Presidente da Assembleia da República
Verónica Nataniel Macamo Dlhovo

Promulgada aos 18 de Agosto de 2014.
Publique-se .

O Presidente da República
ARMANDO EMÍLIO GUEBUZA

ANEXO

GLOSSÁRIO

A

Área de desenvolvimento e produção - a parte da área do contrato de concessão que, a seguir a uma descoberta comercial tenha sido delineada.
Área do contrato de concessão - área dentro da qual o titular de direitos está autorizado a conduzir operações petrolíferas.

B

Boas práticas da indústria de petróleo - todas aquelas práticas e procedimentos que são geralmente empregues, na indústria petrolífera internacional, visando a óptima gestão dos recursos petrolíferos e prudente operações petrolíferas, incluindo a conservação da pressão, assegurando regularidade das operações petrolíferas e observando os aspectos de saúde, segurança, preservação do ambiente, eficiência técnica e económica.

C

Contrato de concessão - contrato administrativo mediante o qual o Estado confere a uma pessoa moçambicana ou pessoa jurídica estrangeira registada em Moçambique o direito para a realização de operações petrolíferas.

D

Depósito de petróleo - uma acumulação de petróleo numa unidade geológica limitada por rochas características, estruturais ou estratigráficas, com superfícies de contacto entre o petróleo e a água na formação, ou uma combinação destes de tal forma que todo o petróleo esteja em comunicação sob pressão através de líquido ou gás; ou parte de uma unidade geológica, tal como xistos betuminosos ou carvão, contendo petróleo, que tenha sido delineada para efeitos de pesquisa e produção de petróleo.
Descoberta - primeiro petróleo encontrado numa estrutura geológica através de perfuração, que é recuperável à superfície por métodos empregues na indústria petrolífera.
Desenvolvimento - actividades de planificação, preparação, construção, instalação de uma ou mais infra-estruturas para a produção de petróleo, incluindo a abertura de poços para a condução de operações petrolíferas.
Desmobilização - actividades de planificação, preparação e implementação das actividades de encerramento das operações petrolíferas, incluindo o término do uso das infra-estruturas e a remoção e disposição.

G

Gás natural - petróleo que nas condições atmosféricas normais se encontra no estado gasoso, bem como gás não convencional, incluindo gás metano associado ao carvão e gás de xistos betuminosos.

I

Infraestrutura - instalações, incluindo plataformas, instalações de liquefacção, fábricas ou barcos e outros equipamentos destinados à realização de operações petrolíferas, excluindo navios de fornecimento e apoio, navios e veículos que transportam petróleo a granel. Salvo de outro modo definido, infraestrutura também inclui cabos ou oleodutos e gasodutos.

J

Jurisdição transparente - entende-se como sendo aquelas jurisdições em que o Governo de forma independente possa verificar a titularidade, gestão e controlo, situação fiscal de tal pessoa jurídica estrangeira que pretende participar ou participa nas operações petrolíferas.

O

Operações petrolíferas - planificação, preparação e implementação das actividades de reconhecimento, pesquisa, desenvolvimento, produção, armazenagem, transporte, cessação de tais actividades ou o término do uso de infra-estruturas, incluindo a implementação do plano de desmobilização, venda ou entrega de petróleo até ao ponto de exportação ou fornecimento estipulado, sendo este ponto, o ponto onde o petróleo é entregue para o consumo ou uso, ou carregado como mercadoria, incluindo na forma de gás natural liquefeito.

P

Pesquisa - actividades de reconhecimento, bem como outras operações petrolíferas e uso de infra-estruturas na medida em que o referido uso se destina à descoberta de petróleo e a avaliação da descoberta, incluindo a perfuração.
Pessoa colectiva nacional – a que esteja registada em Moçambique e tenha a sede e direcção efectiva em território nacional, cujo capital seja maioritariamente moçambicana.
Pessoa moçambicana - qualquer pessoa jurídica constituída e registada nos termos da legislação moçambicana, com sede no país, e na qual o respectivo capital social pertença em mais de cinquenta e um por cento ou controlada por cidadãos nacionais ou sociedades ou instituições, privadas ou públicas, moçambicanas.

Pessoa singular nacional - pessoa singular de nacionalidade moçambicana.
Petróleo - petróleo bruto, gás natural ou outras concentrações naturais de hidrocarbonetos, no estado físico em que se encontrem no subsolo, produzidos ou capazes de serem produzidos a partir de ou em associação com o petróleo bruto, gás natural, betumes e asfaltos.
Petróleo bruto - petróleo mineral bruto, asfalto, ozocerite e todos os tipos de petróleo e betumes, no seu estado natural quer sólido ou líquido, ou obtidos a partir do gás natural por condensação ou extracção, excluindo o carvão ou qualquer substância susceptível de ser extraída do carvão.
Plano de desenvolvimento - documento contendo as opções de desenvolvimento de um depósito de petróleo, o cronograma de actividades e a previsão de custos para a produção de petróleo descoberto numa área de contrato de concessão e a construção, implantação e operação de infra-estruturas necessárias.
Plano de desenvolvimento de infra-estruturas - documento contendo o cronograma de actividades e a previsão de custos para a construção, implantação e operação de infra-estruturas, quando tais actividades e previsão de custos não estejam cobertas por um Plano de Desenvolvimento.
Plano de desenvolvimento de oleoduto ou gasoduto - documento contendo o cronograma de actividades e a previsão de custos para a construção, implantação e operação de um sistema de oleoduto ou gasoduto.
Plano de desmobilização - documento contendo as opções de encerramento das operações petrolíferas, reutilização ou remoção e recolha das infra-estruturas, incluindo o cronograma de actividades e previsão de custos.
Produção - actividades de extracção de petróleo dos depósitos de petróleo no subsolo, incluindo a perfuração para a produção de petróleo, injecção para melhoramento da recuperação, separação e tratamento incluindo liquefacção, armazenagem, medição, preparação para o carregamento e transporte de petróleo a granel e operação e uso das infra-estruturas para produção de petróleo.
Produtos Petrolíferos – são os derivados e resíduos da refinação ou processamento de petróleo, tais como: propano, butano e suas misturas, também designados por gases de petróleo liquefeitos (GPL), gasolinas auto, gasolinas de aviação (avgas), nafta, petróleo de iluminação, petróleo de aviação, gasóleo, óleos combustíveis, óleos e massas lubrificantes, parafinas, solventes, produtos betuminosos e quaisquer outros produtos análogos com outras designações e origens que possam ter a mesma utilização, incluindo produtos sintéticos, e ainda o gás natural comprimido (GNC) e outros combustíveis gasosos destinados exclusivamente a uso como carburante, excluindo os biocombustíveis puros.

R

Reconhecimento - actividades geocientíficas e geotécnicas incluindo perfurações à profundidades limitadas, que permitem a avaliação preliminar do potencial de petróleo de uma área, incluindo aquisição e interpretação de informação, amostras e dados.

S

Sistema de oleoduto ou gasoduto - oleoduto(s) ou gasoduto(s), incluindo estações de válvulas, estações de compressão ou bombagem e quaisquer infra-estruturas agregadas, construídas para o transporte de petróleo, excluindo as condutas de recolha de fluxo dos poços ou condutas de distribuição de petróleo bruto, gás natural ou produtos petrolíferos.

T

Transporte - actividades relacionadas com o transporte de petróleo através de um sistema de oleoduto ou gasoduto, a granel por navios ou veículos a partir das infra-estruturas de produção, até a um ponto determinado de entrega.

3. LEI Nº 14/2017 DE 28 DE DEZEMBRO, ALTERA E REPUBLICA O REGIME ESPECÍFICO DE TRIBUTAÇÃO E BENEFÍCIOS FISCAIS DAS OPERAÇÕES PETROLÍFERAS

Lei n.º 14/2017 de 28 de Dezembro

Havendo necessidade de actualizar o Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais das Operações Petrolíferas, aprovado pela Lei n.º 27/214, de 23 de Setembro, ao abrigo do disposto na alínea o), do n.º 2, do artigo 179 da Constituição, a Assembleia da República determina:

CAPÍTULO I
Disposições Gerais

ARTIGO 1
(Objecto)

A presente Lei estabelece o regime específico de tributação e de benefícios fiscais das operações petrolíferas.

ARTIGO 2
(Âmbito de aplicação)

O presente regime aplica-se às pessoas colectivas constituídas e registadas em território moçambicano, bem como às pessoas singulares, nacionais ou estrangeiras, que realizem operações petrolíferas, ao abrigo de um contrato de concessão.

ARTIGO 3
(Definições)

Os termos usados na presente Lei constam do Glossário, em anexo, que dela faz parte integrante.

ARTIGO 4
(Impostos específicos para as operações petrolíferas)

1. As pessoas singulares e colectivas mencionadas no artigo 3 da presente Lei sujeitam-se de uma forma geral, aos impostos que integram o sistema tributário moçambicano bem como aos encargos parafiscais.
2. As pessoas referidas no número anterior ficam ainda sujeitas ao Imposto sobre Produção do Petróleo (IPP), às regras específicas do Imposto sobre Rendimento das Pessoas Colectivas (IRPC), as regras específicas do Imposto sobre Rendimento de Pessoas Colectivas (IRPC), bem como aos mecanismos de partilha de produção, previstos na presente Lei.

CAPÍTULO II
Imposto e Regras de Tributação Específica das Operações Petrolíferas

SECÇÃO I
Imposto sobre a Produção de Petróleo – IPP

ARTIGO 5
(Incidência objectiva)

O Imposto sobre a Produção de Petróleo (IPP) incide sobre o petróleo produzido na área do contrato de concessão.

ARTIGO 6
(Incidência subjectiva)

São sujeitos passivos do IPP as pessoas colectivas que realizem operações petrolíferas em território nacional, ao abrigo de um contrato de concessão.

ARTIGO 7
(Facto gerador)

1. A obrigação tributária do IPP considera-se constituída no momento em que o petróleo produzido entra na estação de medição definida pelo Governo.
2. Quando se trate de pagamento em espécie, a obrigação tributária considera-se constituída no momento em que o petróleo produzido é entregue no ponto definido pelo Governo.

ARTIGO 8
(Base tributável)

A base tributável do IPP é o valor do petróleo produzido.

ARTIGO 9
(Valor do petróleo produzido)

1. O valor do petróleo produzido determina-se tomando como base os preços médios ponderados a que tenham sido vendido ou alienado por qualquer outra forma, pelo produtor e suas contratadas no mês a que corresponde o imposto a liquidar, os quais devem respeitar o disposto nos números seguintes.
2. O valor para cada qualidade de exportação individual de petróleo bruto, deve ser:

    a) no caso de vendas a sociedades não participadas, o preço médio ponderado por barril no ponto de entrega de cada declaração de venda ou de exportação de petróleo bruto, apurado por referência aos preços *FOB*, a que esse petróleo bruto tenha sido vendido pela concessionária, durante esse mês civil; ou

b) no caso de vendas a um terceiro em condições diferentes das condições *FOB* para efeitos deste regime, deve ser aplicado um preço *FOB* calculado sob a forma líquida (*net-back*) estabelecido através da dedução ao preço acordado, dos custos reais e directos incorridos pela concessionária no cumprimento das obrigações decorrentes dos respectivos contratos de venda a que acresçam as obrigações inerentes a um contrato de compra e venda *FOB*;

c) no caso de vendas a sociedades participadas, o preço que for acordado entre os Ministérios que superintendem as áreas de petróleos e das finanças, conjuntamente, e a concessionária, com base nos seguintes factores:

i. o preço médio ponderado *FOB* do mês civil para o petróleo bruto de classificação *Brent*, ou outra classificação apropriada de petróleo bruto para a produção e para o período em questão. A média ponderada baseia-se nos dias de cada mês civil em que um preço de fecho estiver cotado no relatório de cotações "*Platts Oilgram*" e não são considerados para o efeito os dias sem cotações de preços, como os fins-de-semana e dias feriados;

ii. um prémio ou desconto sobre o preço do petróleo bruto de classificação *Brent*, ou qualquer outra classificação apropriada de petróleo bruto para a produção em questão, a determinar por referência à qualidade do petróleo bruto produzido a partir da área do contrato e o custo de colocação desse petróleo bruto no mercado.

3. Nos casos em que os Ministérios que superintendem as áreas de petróleos e das finanças, conjuntamente, e a concessionária não consigam acordar um preço nos termos da alínea c) do n.° 2 do presente artigo, são adoptados os seguintes procedimentos, por forma a determinar o prémio ou desconto referidos no citado artigo:

a) os Ministérios que superintendem as áreas de petróleos e das finanças, conjuntamente, e a concessionária apresentam um ao outro as suas avaliações do prémio ou desconto, juntamente com uma explicação dos factores-chave considerados na determinação do prémio ou desconto;

b) se o prémio ou desconto apresentados separadamente pelos Ministérios que superintendem as áreas de petróleos e das finanças, conjuntamente, e pela concessionária, estiverem, relativamente um ao outro, compreendidos no intervalo do equivalente à 10 US ¢ (dez cêntimos do dólar dos Estados Unidos da América) por barril, deve ser calculada a média para efeitos de fixação do valor final do petróleo bruto:

c) se o prémio ou desconto apresentados separadamente pelos Ministérios que superintendem as áreas de petróleos e das finanças, conjuntamente, e pela concessionária divergirem em mais do equivalente a 10 US¢ (dez cêntimos do dólar dos Estados

Unidos da América) por barril, cada um deles deve apresentar de novo ao outro, no terceiro dia útil, a contar da primeira troca de informação, um prémio ou desconto revisto;

d) se o prémio ou desconto apresentados separadamente pelos Ministérios que superintendem as áreas de petróleos e das finanças, conjuntamente, e pela concessionária na segunda troca de informação estiverem compreendidos, relativamente um ao outro, no intervalo do equivalente a 10 US ¢ (dez cêntimos do dólar dos Estados Unidos da América) por barril, deve ser calculada a média pala efeitos de fixação do valor final do petróleo bruto;

e) se o prémio ou o desconto apresentados na segunda troca de informação divergirem em mais do equivalente a 10 US 0 (dez cêntimos do dólar dos Estados Unidos da América) por barril, a questão deve ser submetida à decisão de um perito independente, o qual deve estabelecer um preço com base nos critérios enunciados na alínea c) do n.° 2, mas sempre dentro dos limites estabelecidos pelas partes nos termos da alínea anterior, todos do presente artigo.

4. O valor calculado para o gás natural produzido a partir dos jazigos da área do contrato deve ser:

a) no caso de vendas a sociedades não participadas:

i. o preço médio ponderado por *gigajoule* de gás natural de especificação comercial no ponto de entrega em que tal gás natural tenha sido entregue pela concessionária durante esse mês civil; ou

ii. o preço médio ponderado por *gigajoule* de todo o restante gás natural de especificação comercial entregue durante o mesmo mês civil proveniente de jazigos sujeitos à jurisdição da República de Moçambique; ou

iii. a média ponderada de preços disponíveis afixados ou publicitados para combustíveis alternativos ao gás natural para consumidores industriais de grande dimensão, incluindo geradores eléctricos, no mercado onde os mesmos tenham sido entregues aos consumidores finais.

b) no caso de vendas a sociedades participadas o preço estipulado na alínea a) supra para vendas a sociedades não afiliadas ou o preço acordado entre os Ministérios que superintendem as áreas de petróleos e das finanças, conjuntamente, e a concessionária.

5. Os trâmites previstos nos números anteriores não produzem efeitos suspensivos sobre quaisquer obrigações da concessionária para com o Estado, que devem ser cumpridas com base no preço determinado residual e conjuntamente entre os Ministérios que superintendem as áreas de petróleos e das finanças.

6. No caso do Governo celebrar com a concessionária um contrato comercial de compra e venda de petróleo, o preço não deve exceder o da

venda às sociedades participadas, conforme estabelecido na alínea *c)* do n.° 2 e alínea *b)* do n.° 4, ambos do presente artigo.

ARTIGO 10
(Taxa)

As taxas do IPP são as seguintes:

a) 10% para petróleo;
b) 6% para gás natural.

ARTIGO 11
(Liquidação)

A liquidação do IPP é efectuada pelos sujeitos passivos e resulta da aplicação da taxa referida no artigo 10 ao valor do petróleo produzido, determinado nos termos do artigo 9.

ARTIGO 12
(Correcção da base tributável)

1. A administração tributária pode proceder à correcção da base tributável, alterando o valor declarado, quando se verifique que os preços utilizados pelo sujeito passivo não estão de acordo com os preços praticados nos mercados de referência ou que os mesmos se afastam dos preços normais de mercado entre comprador e vendedor independentes.
2. Do valor tributável apurado nos termos do n° 1 do presente artigo é notificado o sujeito passivo, podendo caber recurso hierárquico, sem prejuízo da impugnação ao Tribunal Fiscal competente.

ARTIGO 13
(Formas e local de pagamento)

1. O pagamento do IPP é efectuado, regra geral, em dinheiro.
2. O IPP deve ser pago nos serviços da administração tributária.

ARTIGO 14
(Pagamento em espécie)

1. O Governo pode, por meio de notificação, com doze meses de antecedência, contados a partir do primeiro dia do mês a que se reportar o imposto, notificar o sujeito passivo para pagar parte ou na totalidade o imposto, em espécie que pode ser petróleo ou gás.
2. Notificado do pagamento do IPP em espécie, as quantidades mencionadas na notificação devem ser entregues à entidade designada pelo Governo, no ponto de entrega.
3. O pagamento em espécie na quantidade especificada na notificação, efectuada nos termos do número anterior, mantém-se até que o Governo proceda à uma nova notificação, fornecendo ao sujeito passivo instruções revistas.
4. A entidade referida no n° 2 deve entregar à administração tributária o valor correspondente às quantidades recebidas a título de imposto sobre a produção, no mês seguinte ao da recepção.

SECÇÃO II
Regras Específicas do Imposto sobre o Rendimento

ARTIGO 15
(Regras específicas)

1. As pessoas singulares titulares de rendimentos da segunda categoria e as pessoas colectivas referidas no artigo 3 da presente Lei que realizem operações petrolíferas, apuram o Imposto sobre Rendimento das Pessoas Singulares (IRPS) e o Imposto sobre Rendimento das Pessoas Colectivas (IRPC) com base nas normas constantes dos respectivos Códigos e das regras específicas previstas na presente Lei.
2. As regras específicas do IRPC aplicam-se, com as necessárias adaptações, em sede do IRPS às pessoas singulares abrangidas pela presente Lei.

ARTIGO 16
(Determinação da matéria colectável)

1. A determinação da matéria colectável do IRPC é efectuada, de forma individualizada, por cada área do contrato de concessão e respeita a cada ano fiscal.
2. O sujeito passivo deve obter um Número Único de Identificação Tributária (NUIT) individual para cada área de contrato de concessão e organizar uma contabilidade separada relativamente a cada área de contrato, tal como resulta do número anterior.
3. Os custos e proveitos derivados de uma área de contrato de concessão, só podem ser deduzidos ou imputados a esse mesmo contrato de concessão, relativamente a cada ano fiscal.

ARTIGO 17
(Princípio das entidades independentes)

1. Para efeitos do IRPC, as operações a seguir mencionadas são tratadas como se fossem realizadas entre entidades independentes, aplicando-se as regras relativas aos preços de transferência, previstas no Código do IRPC:

    a) transacções respeitantes a diferentes contratos de concessão de um mesmo sujeito passivo;
    b) transacções respeitantes a um contrato de concessão e outras actividades do mesmo sujeito passivo;
    c) transacções respeitantes a operações petrolíferas a jusante do plano de desenvolvimento/ponto de entrega;
    d) serviços prestados por actividades a jusante do ponto de entrega;
    e) quaisquer transacções entre entidades com relações especiais tal como definidas no Código do IRPC.

2. Para efeitos do disposto no número anterior, a transmissão de um activo para um contrato de concessão separado é tratada como aquisição ou alienação do activo, consoante o caso.
3. Quando dois ou mais sujeitos passivos desenvolvam actividades de reconhecimento, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo, no âmbito de um mesmo contrato de concessão, cada um deles deve calcular o rendimento tributável das operações petrolíferas, relativamente à esse contrato de concessão, cada um deles deve calcular o rendimento tributável das operações petrolíferas, relativamente à esse contrato de concessão separadamente, como se fossem empresas associadas efectuando transações entre elas, e aplicando-se o princípio das entidades independentes.

ARTIGO 18
(Proveitos ou ganhos)

Sem prejuízo do disposto no Código do IRPC, consideram-se proveitos ou ganhos, derivados de operações petrolíferas, os seguintes:

a) rendimentos resultantes da venda ou alienação de petróleo produzido;
b) compensação recebida por qualquer perda ou destruição de petróleo produzido e resultante de um contrato de seguro ou de outra fonte;
c) montantes recebidos pela venda de informação respeitante à operações petrolíferas;
d) mais-valias decorrentes da alienação, directa ou indirecta, de activos imobiliários, situados em território moçambicano, relacionados com operações petrolíferas, independentemente de a alienação ocorrer no exterior;
e) montantes não utilizados do fundo relativo a custos de desmobilização de operações petrolíferas;
f) quaisquer outros levantamentos do fundo de desmobilização de operações petrolíferas;
g) quaisquer outros montantes obtidos por virtude de operações petrolíferas, respeitantes ao contrato de concessão.

ARTIGO 19
(Custos ou perdas)

1. Sem prejuízo do previsto no Código do IRPC, consideram-se custos ou perdas das operações petrolíferas, os seguintes:

a) custos operacionais, tais como:

i) funcionamento, assistência, manutenção e reparação de poços de produção e de injecção e todas as instalações de campo concluídas durante as operações de desenvolvimento e produção;
ii) planeamento, produção, controlo, medição e testes do fluxo de petróleo, assim como a captação, arrecadação, tratamento,

armazenamento e transporte do petróleo do jazigo petrolífero para o ponto de entrega;

b) serviços, tais como armazéns, escritórios, acampamentos, cais, embarcações, veículos, equipamento rolante motorizado, meios aéreos, estações de incêndio e segurança, oficinas, instalações de saneamento básico e de abastecimento de água, centrais eléctricas, alojamentos, mobiliário, utensílios e equipamento usados nas operações petrolíferas;
c) formação profissional de trabalhadores moçambicanos;
d) encargos inerentes à assinatura de um contrato de concessão, com excepção de quaisquer bónus associados a essa aquisição;
e) contribuições em numerário para o fundo para o encerramento e desmobilização e custos efectivos de desmobilização;
f) despesas com quaisquer actividades a jusante do contrato de concessão ou com serviços fornecidos no âmbito de actividades a jusante daquele contrato de concessão, quando incorridos pelo concessionário, nos termos do artigo 21;
g) encargos gerais de administração, tais como:.

i. Os relativos ao escritório principal e aos de campo estabelecidos em Moçambique e a custos gerais administrativos, incluindo os serviços de supervisão, contabilidade e relações laborais, também prestados em Moçambique;
ii. Os encargos gerais dedutíveis por uma participada ou um estabelecimento estável de uma entidade não residente em território moçambicano, para cobrir serviços prestados fora da República de Moçambique para gerir as operações petrolíferas e para consultoria e assistência ao pessoal, incluindo serviços financeiros, jurídicos, contabilísticos e de relações laborais.

2.Os encargos referidos no ponto *ii)* da alínea *g)* do n° 1, devem obedecer aos seguintes parâmetros, num determinado ano fiscal:

a) 5% dos custos totais incorridos até ao limite do equivalente à USD 5.000.000,00 (cinco milhões de dólares americanos);
b) 3% da parcela de Custos totais incorridos entre o equivalente à USD 5.000.000,00 (cinco milhões de dólares americanos) e USD 10.000.000,00 (dez milhões de dólares americanos);
c) 1,5% dos custos totais incorridos que excedam o equivalente à USD 10.000.000,00 (dez milhões de dólares americanos).

ARTIGO 20
(Encargos gerais incorridos em território moçambicano)

1. Os encargos referidos no ponto *i)* da alínea *g)* do n.° 1 do artigo anterior, suportados por sociedade que desenvolve operações petrolíferas em

território moçambicano, que não possam ser atribuídos directamente a uma determinada concessão dessa sociedade, por serem encargos gerais da mesma, devem ser atribuídos às concessões da mesma sociedade de modo proporcional.

2. Os encargos gerais a que se refere o n° 1 compreendem:

a) a amortização de activos usados em benefício das diferentes concessões;
b) os custos gerais administrativos.

3. O Governo estabelece as regras de atribuição dos encargos gerais referidos no n.º 1, tendo em conta os valores dos activos ou encargos gerais associados a cada concessão petrolífera detido por uma sociedade que desenvolve operações petrolíferas em território moçambicano, ou outro critério que considere adequado.

ARTIGO 21
(Determinação dos custos com actividades a jusante)

1. Para efeitos do disposto na alínea *f*) do artigo 19, é dedutível uma tarifa paga pela entidade que detém o contrato de concessão à entidade que incorreu em tais custos.
2. Para os efeitos do disposto na alínea *f*) do n.° 1 do artigo 19, os custos com quaisquer actividades a jusante do ponto de entrega ou com serviços fornecidos no âmbito de actividades a jusante daquele ponto de entrega, devem ser contabilizados separadamente das operações petrolíferas, sendo dedutível uma tarifa cobrada aos empreendimentos que desenvolvem operações petrolíferas.
3. A tarifa a que se referem os n.os 1 e 2 é acordada entre a entidade de tutela do sector petrolífero e a administração tributária, e deve observar o princípio das entidades independentes.

ARTIGO 22
(Encargos não dedutíveis)

Para além do disposto no Código do IRPC, não são dedutíveis os custos resultantes de:

a) violação dolosa das obrigações legais e regulamentares por parte do sujeito passivo ou de quem actue por conta deste, quanto à gestão das actividades de reconhecimento, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo;
b) contratos de cobertura de riscos, ou perdas derivadas desses contratos, também conhecidos por *"hedge*";
c) despesas de formação profissional do pessoal expatriado e dos programas de formação se não respeitarem os termos exigidos na legislação aplicável;
d) ofertas financeiras efectuadas ao Estado pela atribuição de concessões petrolíferas;

e) despesas de comercialização ou transporte de petróleo para além do ponto de entrega;
f) despesas com o perito independente que vier a ser consultado para efeitos de determinação do preço do petróleo, se não for solicitada pelo Governo;
g) imposto sobre a produção do petróleo;
h) comissões pagas a intermediários;
i) despesas incorridas em processos de arbitragem, salvo quando realizadas para defesa das actividades de reconhecimento, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo;
j) indemnizações pagas a título de cláusula penal;
k) danos causados por negligência ou dolo do sujeito passivo ou de quem actue por conta deste;
l) imposto proveniente da transmissão onerosa ou não de participações no sector petrolífero.

ARTIGO 23
(Amortizações)

1. Sem prejuízo do disposto no presente artigo, a concessionária deve amortizar todos os elementos depreciáveis dos activos tangíveis e intangíveis, nos termos do Código do IRPC.
2. As despesas de prospecção e pesquisa efectuadas ao abrigo de um contrato de concessão são tratadas como elementos depreciáveis dos activos intangíveis e são amortizáveis.
3. As despesas de desenvolvimento e produção efectuadas ao abrigo de um contrato de concessão são tratadas como elementos depreciáveis dos activos tangíveis e são amortizáveis.
4. A amortização é deduzida às taxas a seguir indicadas, a não ser que o seu período de vida útil numa operação petrolífera aprovada no plano de desenvolvimento seja menor, caso em que a taxa é 1 dividida pelo número de anos expectável de operações petrolíferas:

Tipo de Activo	**Taxa**
Despesas de Pesquisa e Avaliação	100%
Despesas de Desenvolvimento	25%.
Activos de Produção Petrolífera	20%
Aquisição de Direitos Petrolíferos	10%
Outros Activos	10%

5. A amortização começa no ano em que as despesas foram incorridas ou em que a produção comercial começa, se posterior.
6. As amortizações só são aceites para efeitos fiscais quando contabilizadas como custos ou perdas do exercício a que respeitam, previstos, no artigo 19 do presente regime.
7. O cálculo das amortizações do exercício deve fazer-se pelo método das quotas constantes.

ARTIGO 24
(Registo e avaliação de activos)

1. O sujeito passivo deve manter registos detalhados dos bens em uso nas operações petrolíferas, de acordo com a lei aplicável.
2. O sujeito passivo deve efectuar inventários dos bens afectos às operações petrolíferas, nos termos da Lei.
3. O sujeito passivo deve notificar o Governo por escrito aquando da realização de inventários, com pelo menos 30 dias de antecedência, tendo o direito de se fazer representar durante a realização dos inventários.

ARTIGO 25
(Transmissão de direito ou participação no contrato)

Quando a concessionária transmita o direito ou participação ao abrigo de um contrato de concessão, segundo o princípio das entidades independentes, a entidade que recebe o direito ou participação deve continuar a amortizar activos tangíveis e intangíveis na fase de pesquisa e de desenvolvimento, bem como qualquer despesa operacional atribuível às operações petrolíferas, segundo os termos adoptados pela concessionária originária.

ARTIGO 26
(Subcapitalização)

1. A subcapitalização ocorre quando o montante total de endividamento da concessionária, para com entidade residente ou não residente em território moçambicano, exceder o rácio 2 de dívida para 1 de capital aplicada à exigência de financiamento líquido, definida no n.° 5 do presente artigo e independentemente da existência de relações especiais.
2. A subcapitalização acima referida diz respeito a qualquer data do período de tributação.
3. Em caso de subcapitalização, os juros e outros encargos financeiros relativos à parte considerada em excesso, não são dedutíveis para efeitos de determinação do lucro tributável.
4. O apuramento do endividamento atribuível a uma concessionária, para com entidade residente ou não residente com a qual tenha relações especiais, é feito segundo o princípio das entidades independentes.
5. A necessidade de financiamento líquido deve resultar da ocorrência de um fluxo de caixa líquido cumulativo negativo das operações petrolíferas, durante qualquer período de desenvolvimento das mesmas operações petrolíferas, depois de tomar em conta quaisquer rendimentos.
6. Não é admitida a dedução dos juros relacionados com um aumento da dívida, quando existe a previsão de que os fluxos de caixa operativos são suficientes para fazer face aos custos no quadro do plano de produção sem conduzir a fluxos de caixa negativos.
7. O plano de financiamento, os termos da dívida e os princípios para assegurar o pronto reembolso da dívida devem ser aprovados como

parte do plano de desenvolvimento.

8. Os juros e outros encargos financeiros a que se refere o n.º 1 do presente artigo compreendem todas as formas de crédito, independentemente da modalidade de remuneração, incluindo a componente financeira de contratos de locação financeira.
9. O cálculo do capital próprio tem em conta o capital social subscrito.

ARTIGO 27
(Dedução de prejuízos fiscais)

Os prejuízos fiscais apurados em determinado exercício, são deduzidos de acordo com as regras do Código do IRPC.

ARTIGO 28
(Retenção na fonte)

1. Os sujeitos passivos que realizem operações petrolíferas estão obrigados a proceder à retenção na fonte do IRPS e do IRPC, de acordo com as normas dos respectivos Códigos.
2. O sujeito passivo que pague ou coloque à disposição de um não residente, directamente ou por interposta pessoa em seu benefício, montantes respeitantes à remuneração de serviços relacionados com o contrato de concessão e prestados por não residentes, independentemente do lugar onde se realizem, desde que o beneficiário dos serviços de um residente em território moçambicano, ou um estabelecimento estável situado neste território, deve reter na fonte o imposto, à taxa liberatória de 10% do montante bruto pago.
3. A obrigação de efectuar a retenção na fonte do IRPC ocorre na data do pagamento dos rendimentos, do seu vencimento, ainda que presumido, da colocação à disposição, da sua liquidação ou do apuramento do respectivo quantitativo, consoante os casos, devendo as importâncias retidas ser entregues à administração tributária nos termos e prazos estabelecidas nos Códigos dos Impostos sobre o Rendimento.

ARTIGO 29
(Tributação das mais-valias)

1. Os ganhos resultantes da alienação onerosa ou gratuita, directa ou indirecta de direitos petrolíferos situados em território moçambicana, são considerados como mais-valias.
2. Consideram-se obtidos em território moçambicano, os ganhos resultantes da transmissão onerosa ou gratuita, directa ou indirecta, entre entidades não residentes de partes representativas do capital social de entidade detentoras de um direito petrolífero, ou de outros bens mobiliários e imobiliários emitidos por tais entidades, respeitantes e esse direito, envolvendo activos petrolíferos imobiliários situados em território moçambicano, independentemente do local onde a alienação ocorra.
3. As mais-valias resultantes da diferença entre o valor da realização e o valor da aquisição, de partes representativas do capital social de

entidades detentoras de um direito petrolífero, ou de outros bens mobiliários e imobiliários emitidos por tais entidades, são tributados na totalidade.

4. Os ganhos referidos no número 1 do presente artigo, quando obtidos por entidades residentes e não residentes em território moçambicano, são tributados de forma autónoma, à taxa geral de 32%.
5. A responsabilidade pelo pagamento do imposto decorrente de ganhos obtidos por entidades não residente e sem estabelecimento estável em Moçambique é solidariamente imputada a entidade adquirente ou ao detentor do direito petrolífero.
6. O imposto devido deve ser pago no prazo de 30 dias a contar da data da alienação dos direitos petrolíferos.

ARTIGO 30
(Liquidação e pagamento)

1. A matéria colectável relativa às operações petrolíferas realizadas durante o ano fiscal é calculada através da aplicação da taxa mencionada no Código do IRPC ao rendimento tributável apurado, nos termos dos artigos 16 a 27, da presente Lei e das disposições do Código do IRPC.
2. Se o sujeito passivo for titular de outros rendimentos tributáveis, para além dos derivados das operações petrolíferas, esses rendimentos são tributados nos termos dos Códigos do IRPC e do IRPS.

SECÇÃO III
Mecanismos de Partilha de Produção

ARTIGO 31
(Recuperação de custos)

1. A concessionária recupera os custos incorridos na execução das operações petrolíferas, pela remuneração através da titularidade sobre certa quantidade de petróleo produzido e na medida do permitido pelo disposto nesta Lei.
2. Da quantidade total de petróleo produzido, a concessionária pode retirar uma parte da mesma para satisfazer a sua obrigação de pagamento do IPP e o remanescente após a referida parcela ter sido retirada é doravante designado por "petróleo disponível".
3. Todos os custos incorridos pela concessionária relativamente às operações petrolíferas são recuperados a partir do petróleo disponível no ponto de entrega definido pelo Governo, excepto os juros e outros custos financeiros.
4. Em cada ano civil, a totalidade dos custos recuperáveis incorridos pela concessionária relativamente às operações petrolíferas na área do contrato, limita-se a 60% do petróleo disponível.
5. Os custos recuperáveis que excedam os limites mencionados no n° 4 num ano civil, são transmitidos para o ano ou anos seguintes, até serem

totalmente recuperados.

ARTIGO 32
(Partilha de produção)

1. As disposições relativas à recuperação de custos e ao direito a lucro constantes do artigo 31 são aplicáveis ao petróleo de modo a que o Estado e a concessionária tenham direito, em quotas participativas indivisas, ao petróleo disponível para venda pela concessionária em período determinado.
2. Salvo se o Governo determinar de outro modo no contrato de concessão, a venda desse petróleo deve ser efectuada numa base conjunta com a concessionária e esta detém esses direitos em proporções indivisas iguais às proporções de petróleo disponível a que cada parte tinha direito durante esse período e tais determinações do Governo não devem afectar os volumes de petróleo sujeitos a contrato.
3. Em conformidade, as receitas da venda de petróleo, efectuada numa base conjunta em qualquer período determinado, são divididas entre o Estado e a concessionária, independentemente do número de parceiros na *joint-venture* nas proporções do seu direito indiviso ao petróleo vendido.
4. O petróleo-lucro deve ser partilhado entre o Estado e a concessionária de acordo com a escala variável em função do valor do *Factor R*, em que:

   a) Factor R = (Entradas em Caixa Acumuladas) n
   (Despesas de Investimento Acumuladas) n

   b) Entradas em Caixa Acumuladas n=
   Entradas em Caixa Acumuladas (n-1)
   + Quota-parte de Petróleo-Lucro da Concessionária n
   + Petróleo de Custo da Concessionária n
   - Custos Operacionais n

   c) Despesas de investimento acumuladas n=
   Despesas de investimento acumuladas (n-1)
   + Custos de pesquisa n
   + Despesas de investimento em desenvolvimento e produção n

   Onde:

   n é o ano actual; e (n-1) é o ano anterior;
   Petróleo de custo da Concessionária é o montante de custos recuperáveis efectivamente recuperado;

5. Para efeitos de cálculo do *Factor R,* o primeiro ano (n=1) deve ser o ano em que ocorrer a data efectiva e quaisquer despesas de investimento antes da data efectiva não são consideradas, para efeitos de cálculo do

Factor R, como tendo sido incorridas durante o ano da data efectiva.

6. O *Factor R* deve ser calculado no último dia de cada ano civil e o rácio aplicável determina a partilha do petróleo-lucro durante todo o ano civil seguinte.
7. O petróleo-lucro deve ser partilhado com base na seguinte escala:

Factor R	**Quota-parte do Governo**	**Quota-parte da Concessionária**
Inferior a 1	15%	85%
Igual ou superior a 1 e inferior a 1.5	25%	75%
Igual ou superior a 1.5 e inferior a 2	35%	65 %
Igual ou superior a 2 e inferior a 2.5	50%	50 %
Igual ou superior a 2.5	60%	40%

8. Para efeitos de cálculo do *Factor R*, o petróleo disponível e o petróleo de custo devem ser calculados tendo em conta toda a área do contrato de concessão.

CAPÍTULO III
Benefícios Fiscais Aplicáveis às Operações Petrolíferas

ARTIGO 33
(Direito aos benefícios fiscais)

1. Os empreendimentos no âmbito da Lei de Petróleos gozam dos benefícios fiscais definidos na presente Lei, desde que obedeçam às condições estabelecidas.
2. O gozo efectivo dos benefícios fiscais não pode ser revogado, nem podem ser diminuídos os direitos adquiridos, salvo nos casos previstos na presente Lei, e se houver inobservância das obrigações estabelecidas para o beneficiário.

ARTIGO 34
(Transmissão dos benefícios fiscais)

Os benefícios fiscais são transmissíveis durante a sua vigência, mediante autorização do Ministro que superintende a área de finanças, desde que se mantenham inalteráveis e no transmissário se verifiquem os pressupostos para o gozo do benefício.

ARTIGO 35
(Benefícios fiscais na importação)

1. Os empreendimentos ao abrigo da Lei de Petróleo beneficiam, durante cinco exercícios fiscais, a contar da data da aprovação de um plano de desenvolvimento, de isenção de:

a) direitos aduaneiros devidos na importação de equipamentos destinados a serem utilizados em operações petrolíferas, classificados na classe K da Pauta Aduaneira;
b) direitos aduaneiros devidos na importação de bens constantes do Anexo II à presente Lei, equiparados aos bens da classe K da Pauta Aduaneira.

2. Os benefícios referidos no n.º1 do presente artigo são concedidos apenas quando os bens a importar não sejam produzidos no território nacional ou, sendo produzidos, não satisfaçam as características específicas de finalidade e funcionalidade exigidas ou inerentes à natureza da actividade a desenvolver e a explorar.

ARTIGO 36
(Requisitos para obtenção dos benefícios fiscais)

São requisitos para a obtenção de benefícios fiscais:

a) ter sido autorizado por entidades competentes para a realização de operações petrolíferas, no âmbito da Lei de Petróleos;
b) ter efectuado o registo fiscal através da obtenção do respectivo NUIT;
c) dispor de contabilidade organizada, de acordo com o sistema de contabilidade para o sector empresarial e observar as exigências, dos Códigos dos IRPC ou IRPS, consoante o caso;
d) não ter cometido infracções de natureza tributária.

ARTIGO 37
(Caducidade, suspensão e extinção dos benefícios fiscais)

1. Os benefícios fiscais cessam decorrido o prazo por que foram concedidos ou quando tenha sido aplicada uma sanção extintiva.
2. A extinção ou suspensão dos benefícios fiscais implica a aplicação automática da tributação geral consagrada por lei.
3. No caso da aplicação de uma sanção suspensiva, a mesma mantém-se até à completa reposição da situação que a tiver dado causa, incluindo o pagamento, no prazo de 30 dias, contados a partir da data da notificação pelos serviços tributários competentes, das receitas não arrecadadas.
4. Os titulares do direito aos benefícios fiscais são sempre obrigados a declarar, no prazo de 30 dias, que cessou a situação de facto ou de direito em que se baseia o benefício fiscal, devendo a mesma comunicação ser feita no caso de suspensão dos benefícios fiscais.

5. Os procedimentos para a obtenção dos benefícios fiscais referidos na presente Lei, bem como a definição das regras para a sua suspensão ou extinção, nos casos de infracções de natureza fiscal e qualquer inobservância das condições estabelecidas no momento da concessão e reconhecimento, são objecto de regulamentação.

ARTIGO 38
(Alienação de bens com incentivos fiscais)

Quando o benefício fiscal respeite à aquisição de bens destinados à realização directa dos fins dos adquirentes, fica sem efeito se aqueles forem alienados ou lhes for dado outro destino, sem autorização prévia da entidade competente, aplicando-se para o efeito as sanções previstas na legislação aplicável.

CAPÍTULO IV
Disposições Finais e Transitórias

ARTIGO 39
(Regime transitório)

1. As entidades que desenvolvam operações petrolíferas, ao abrigo de um contrato petrolífero vigente, celebrado com base em legislação anterior cumprem as obrigações fiscais nos termos dos contratos, salvo se tiver sido solicitada, expressamente, aplicação da presente Lei, no prazo de sessenta dias, a contar da data da sua entrada em vigor.
2. Na previsão do número anterior, a nova lei aplica-se a partir do novo ano fiscal.

ARTIGO 40
(Estabilização)

1. É concedida a estabilidade fiscal, relativamente a incidência, taxas e benefícios fiscais previstos no presente regime fiscal, ao titular do direito de exercício de operações petrolíferas, a partir da atribuição do direito e até 10 anos a contar do início de produção comercial, sem afectar os pressupostos de viabilidade e rentabilidade do projecto.
2. A estabilidade a que se refere no n.º 1 do presente artigo torna-se efectiva mediante o investimento comprovado no montante equivalente a USD 100.000.000,00 (cem milhões de dólares americanos).
3. O período de estabilidade fiscal previsto no n.º1, do presente artigo pode ser estendido até ao termo da concessão inicial, mediante o pagamento de 2% adicionais à taxa de Imposto sobre a Produção, a partir do décimo primeiro ano de produção.

ARTIGO 41
(Fiscalização)

1. As entidades titulares do direito ao gozo dos benefícios fiscais a que se

refere a presente Lei, ficam sujeitas à fiscalização da administração tributária para o controlo da verificação dos pressupostos dos benefícios fiscais respectivos e do cumprimento das obrigações estabelecidas.

2. Os sujeitos passivos e outros obrigados tributários abrangidos por esta Lei devem, dentro dos limites da razoabilidade, prestar colaboração que lhes for solicitada pelos serviços competentes, tendo em vista o exercício, por estes, dos respectivos poderes, incluindo os de fiscalização.

ARTIGO 42
(Certificação de contas)

As entidades que desenvolvam operações petrolíferas, ao abrigo de um contrato de concessão, ficam obrigadas à apresentar os respectivos balanços e contas de resultados anuais, certificadas por auditor independente, autorizado.

ARTIGO 43
(Transgressões)

Constituem infracções tributárias puníveis nos termos da legislação aplicável, as transgressões cometidas no âmbito do disposto na presente Lei.

ARTIGO 44
(Regulamentação)

Compete ao Governo regulamentar a presente Lei no prazo de 90 dias, a contar da data da sua publicação.

ARTIGO 45 (Revogação)

São revogadas as Leis n° 12 e 13/2007, ambas de 27 de Junho.

ANEXO I

GLOSSÁRIO

Sem prejuízo dos conceitos previstos na Lei de Petróleos, para efeitos do presente Regime entende-se por:

A

Activos imobiliários - jazigos e depósitos de petróleo situados em território moçambicano bem como o contrato de concessão, abrangendo participações directas ou indirectas nas entidades titulares de um contrato de concessão, quer sejam detidas por residentes ou não residentes.

B

Benefícios fiscais - medidas fiscais previstas no presente regime que impliquem uma redução do montante a pagar dos impostos em vigor com o fim de incentivar a actividade mineira em prol do desenvolvimento económico e social do País.

C

Concessionária - uma das partes signatárias de um contrato de concessão para pesquisa e produção de petróleo, a quem são atribuídos direitos de pesquisa e produção de petróleo, nos termos da legislação aplicável.

Contrato de concessão - contrato administrativo mediante o qual o Estado confere a uma pessoa moçambicana ou pessoa jurídica estrangeira registada em Moçambique o direito para a realização de operações petrolíferas.

Custos de desmobilização - custos aprovados pela entidade de tutela do sector petrolífero, relacionados com a planificação, preparação e implementação das actividades de encerramento das operações petrolíferas, incluindo desmantelamento, demolição ou desmontagem e a remoção de instalações e equipamentos utilizados na produção e ainda a restauração e recuperação da área para as condições ecologicamente similares às existentes antes do início da extracção do petróleo.

D

Data efectiva do contrato de concessão - data do visto do contrato pelo Tribunal Administrativo.

Despesas de desenvolvimento - despesas incorridas pelo concessionário ou operador nas actividades de planificação, preparação, construção, instalação de uma ou mais infra-estruturas para a produção de petróleo, incluindo a abertura de poços para condução de operações petrolíferas.

Despesas de pesquisa - custos directos e indirectos afectos ao empreendimento, incorridos na procura de Petróleo na Área do Contrato.

Despesas operacionais - despesas incorridas nas operações petrolíferas após o início da produção comercial e que não constituam custos de pesquisa, despesas de investimento em desenvolvimento e produção, despesas gerais e administrativas e custos de serviços.

Direitos petrolíferos - conjunto de poderes atribuídos ao concessionário com vista à realização de operações petrolíferas na área de determinada concessão ou sobre participações sociais dos mesmos.

E

Empresa associada - é aquela sobre a qual uma empresa participante exerce uma influência significativa sobre a gestão e a sua política financeira e não seja subsidiária, presumindo-se que existe tal influência sempre que a participante detenha 20% ou mais dos direitos de voto dos titulares do capital e não possa ser a empresa-mãe.

Empresa mãe - é uma empresa que detém uma ou mais afiliadas.

O

Operações petrolíferas - planificação, preparação e implementação das actividades de reconhecimento, pesquisa, desenvolvimento, produção, armazenagem, transporte, cessação de tais actividades ou o término do uso de infra-estruturas, incluindo a implementação do plano de desmobilização, venda ou entrega de petróleo até ao ponto de exportação ou fornecimento estipulado, sendo este o ponto, o ponto onde o petróleo é entregue para o consumo ou uso, ou carregado como mercadoria, incluindo na forma de gás natural liquefeito.

P

Preços FOB - definido de acordo com os Termos Internacionais de Comércio (INCOTERMS).

Petróleo de custo - parcela de petróleo produzido à disposição da concessionária para recuperação dos custos e despesas incorridos com a realização das operações petrolíferas, conforme estabelecido neste regime.

Petróleo disponível - saldo de petróleo remanescente após a retirada da parcela de petróleo produzido, necessária para satisfazer a obrigação do pagamento do imposto sobre a produção.

Petróleo lucro - parcela de petróleo disponível que exceda o petróleo de custo, que é atribuída às partes, nos termos previstos neste regime.

Petróleo produzido – petróleo que tenha sido extraído de um depósito de petróleo, inicialmente separado e processado em petróleo bruto, condensado ou gás natural, medido no ponto de medição aprovado pelo Governo, para efeitos de pagamento do imposto sobre a produção, incluindo quaisquer volumes de petróleo perdidos em resultado de deficiências ou negligência durante as operações petrolíferas. A mesma definição aplica-se a "petróleo bruto produzido", "Condensado Produzido" e "gás natural produzido", consoante o caso.

Ponto de entrega - no caso do gás natural, a flange de entrada do gasoduto de transporte e, no caso do petróleo bruto e do condensado, a flange de entrada do navio-tanque de levantamento ou outro meio de transporte ou, em qualquer dos casos, um qualquer outro local que venha a ser definido pelo Governo no contrato de concessão.

Produção - actividades de extracção de petróleo dos depósitos de petróleo no subsolo, incluindo a perfuração para produção de petróleo, injecção para melhoramento da recuperação, separação e tratamento, incluindo liquefacção, armazenagem, medição e preparação para o carregamento e transporte de petróleo a granel e operação e uso das infra-estruturas para a produção de petróleo.

Produção comercial - produção de petróleo e a entrega do mesmo, no ponto de entrega, ao abrigo de um programa de produção e venda, conforme estabelecido num plano de desenvolvimento e suas eventuais alterações.

S

Sociedade participada - uma sociedade detida, directa ou indirectamente, por uma outra com a maioria absoluta dos votos da Assembleia Geral ou órgão equivalente ou seja titular de mais de 50% dos direitos e interesses que conferem o poder de direcção ou de controlo.

T

Transporte - actividades relacionadas com o transporte do petróleo através de um sistema de oleoduto, a granel por navios ou veículos a partir das infra-estruturas de produção, até a um ponto determinado de entrega.

ANEXO II

Lista de Bens Destinados a Actividade Petrolífera Equiparados aos Bens da Classe K da Pauta Aduaneira (Artigo 34)

Quadro I

1. Abatedor de Choco (máquina utilizada em minas subterrâneas para derrubar agregados soltos no tecto ou laterais de escavação);
2. Alimentador de arrastos;
3. Alimentador de correias;
4. Alimentador vibratório;
5. Alternador;
6. Amostrador;
7. Balança da empilhadora;
8. Balde (recipiente para escavação, carregamento e transporte de minério ou carvão);
9. Bancada de teste hidráulico;
10. Barra de Perfuração;
11. Britador rotativo;
12. Broca cónica;
13. Camião basculante;
14. Camião bobinador de correias;
15. Camião compactador;
16. Camião de descarga;
17. Camião de manutenção;
18. Camião de pipa;
19. Camião de explosivos;
20. Camião lubrificador:
21. Camião rebocador;
22. Camião grua;
23. Carregadeira de descarga;
24. Carregadeira de estágio;
25. Carregadeira frontal;

26. Carregadeira sobre rodas;
27. Carregadeira de barco;
28. Carreta de perfuração;
29. Carro transportador;
30. Chute (dispositivo de transferência de minério ou estéril);
31. Chute desviador;
32. Ciclones para recuperação de amostra destruída;
33. Colector;
34. Colunas de flotação;
35. Comando final;
36. Comporta de controlo;
37. Concha, balde (parte do equipamento semelhante a uma lamina de ferro);
38. Conversor de toque;
39. Correias transportadoras e elevadoras de caçamba;
40. Cortadeira;
41. Dragas;
42. Empilhadeira;
43. Equipamento de carregamento de vagões;
44. Equipamento de perfuração de subidas;
45. Equipamento de sondagem;
46. Equipamento de sondagem com recuperação de testemunho;
47. Equipamento para colocação de cabos de ancoragem;
48. Equipamento portátil para medição multi-parâmetro da qualidade da água em campo;
49. *Escanner* de precisão a laser;
50. Escavadeira hidráulica;
51. Espaçador, tampão intermediário;
52. Estação base (*base station*) e seus acessórios;
53. Estação terrena e GPS de alta precisão (*GPS Ground Station*);
54. Estação total *(Total Station)* e acessórios;
55. Estrutura em arco;
56. Fragmentador de rocha;
57. Fresadora universal;
58. Furadeira de bancada *(Drillcolmn);*
59. Furadeira/ broca;
60. Furadeira radical;
61. Gaiola;
62. Galvanâmetros;
63. Gerador;
64. Guindaste;
65. Guincho;
66. Haste de perfuração;
67. Jogo de cabos para *Microlog;*
68. *Jumb*;
69. Laboratório móvel para análise de mineiros;
70. Máquina de instalação de tirantes;

71. Máquina Industrial de lavagem de peças;
72. Minerador continuo;
73. Moto niveladora;
74. Motor diesel de combustão interna;
75. Multiplicador de troque;
76. Parafuseira;
77. Peneira estática;
78. Peneira vibratória;
79. Perfuratriz;
80. Pneus;
81. Ponte rolante;
82. Prensa de pneus;
83. Vagoneta.

Quadro II

1. Escala granulométricas;
2. Estereoscópios;
3. Gaterres;
4. Bombas de elevação;
5. Bomba hidráulica;
6. Bomba dosadora;
7. Bombas centrífugas;
8. Cabo de ancoragem;
9. Cabos de interface;
10. Cabos eléctricos para alta, média e baixa tensão;
11. Computadores de bordo e seus acessórios;
12. Densímetro;
13. Descarregador.
14. *Drive transmission*.
15. Dueto de ar.
16. *GPS* de precisão alta e padrão
17. *GPS map*.
18. Lupa cp 80mm.
19. Mandril.
20. Rádios trans-receptores.
21. Rampa carregadora móvel,
22. Rampa de carregamento.
23. Retroescavadeira de esteiras.
24. Retroescavadeira sobre pneus.
25. Retroescavadeira.
26. Separador magnético.
27. Separadores eletrostáticos.
28. Silo de carvão em estrutura metálica.
29. Sistema de transmissão.
30. *Kit* para contenção de derrames de petróleo.
31. Teleférico;

32. Teodolito;
33. Torno mecânico;
34. Torno mecânico paralelo;
35. Tractor de esteira;
36. Tractor de lâmina;
37. Tractor de pneus;
38. Transportador de correia;
39. Transportador de pessoal;
40. Triturador de resíduos;
41. Equipamento de Manuseio de pneus gigantes;
42. Varredeira;
43. Balança ou Báscula.

Quadro III

1. Digitalizador de 24 bits.
2. *Modem* de Celular especial para estações sismográficas.
3. Teodolito.
4. Magnetómetro.
5. Magnetómetro de Protões e Sensor.
6. Tripé.
7. *Flux Gate* Magnetómetro com três sensores.
8. Digitalizador.
9. Processador PPM.

Quadro IV

1. Aparelhos de Condutividade Eléctrica e resistividade.
2. Aparelhos radiométricos.
3. Aparelhos para medição de susceptibilidade magnética.
4. Aparelhos Polarização Induzida.
5. Magnetómetros de protões.
6. Espectrométros.
7. K-metros para susceptibilidade magnética.
8. Aparelhos de Resistividade eléctrica.
9. []
10. Aparelhos Gravimétricos.

4. DECRETO-LEI Nº 2/2014 DE 2 DE DEZEMBRO, ESTABELECE O REGIME ESPECIAL JURÍDICO E CONTRATUAL ESPECIAL APLICÁVEL AO PROJECTO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO DAS ÁREAS 1 E 4 DA BACIA DO ROVUMA ("DL")

Decreto-Lei n.º 2/2014, de 2 de Dezembro

Por via dos Decretos n.ºs 67/2006 e 68/2006, ambos de 26 de Dezembro, foram aprovados dois Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção, para as Áreas 1 e 4 da Bacia do Rovuma dos quais resultou na descoberta de enormes depósitos petrolíferos de gás natural não associado.

Havendo necessidade de celebrar contratos de modo a estabelecer os termos e condições para a concepção, construção, instalação, propriedade, financiamento, operação, manutenção, uso de poços, instalações e equipamento conexo, seja em terra ou no mar, para a produção, incluindo as unidades da GNL, cais multiusos, cais de descarregamento de materiais, base de construção de equipamento de superfície, instalações para operações marítimas e modificações, a optimização da capacidade e as respectivas expansões, necessárias para a produção, processamento, liquefação, armazenamento, transporte, entrega e venda do gás natural proveniente dos depósitos de petróleo na Área 1 e/ou na Área 4 da Bacia do Rovuma ao abrigo da alínea d) do n.º 1 do artigo 204 da Constituição da República de Moçambique, conjugado com o artigo 1 da Lei n.º 25/2014, de 23 de Setembro, o Conselho de Ministros determina:

CAPÍTULO I
Disposições Gerais

Artigo 1
(Definições)

Os significados dos termos e expressões usados no presente Decreto-Lei constam do Anexo A, o qual contém o glossário que é parte integrante do mesmo.

Artigo 2
(Objecto e Âmbito de Aplicação)

1. O presente Decreto-Lei e respectivos anexos que são parte integrante, tem por objecto o estabelecimento de um regime jurídico e contratual especial aplicável ao Projecto da Bacia do Rovuma.
2. O Projecto da Bacia do Rovuma será implementado através de Empreendimentos da Bacia do Rovuma ao abrigo de um ou mais planos de desenvolvimento aprovados, conforme venham a ser alterados.
3. O presente Decreto-Lei aplica-se a cada Empreendimento da Bacia do Rovuma, quer seja realizado apenas nos termos de Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção ou nos termos conjugados de Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção e de Acordos Governamentais, bem

como nos termos de outros instrumentos contratuais em que o Governo seja parte relativos à implementação do Projecto da Bacia do Rovuma.

4. Ficam sujeitas aos termos e condições do regime jurídico e contratual especial previsto no presente Decreto-Lei as seguintes pessoas:

a) Concessionárias dos contratos de pesquisa e produção da Área 1 e Área 4;
b) Entidades de Objecto Específico, directa ou indirectamente estabelecidos pela concessionária (s) conforme a alínea a) para efeitos do Projecto da Bacia do Rovuma;
c) Pessoas que celebrem contratos com a Concessionária (s), nos termos previstos na alínea a), ou com as Entidades de Objecto Específico previsto na alínea b) relativamente ao Projecto da Bacia do Rovuma;
d) Subcontratadas e quaisquer outras pessoas directamente envolvidas no Projecto da Bacia do Rovuma; e
e) Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P., também designada por ENH, suas afiliadas ou qualquer outra entidade qualificada como uma empresa detida pelo Estado como parte do Projecto da Bacia do Rovuma.

5. Com a entrada em vigor do presente Decreto-Lei, ficam salvaguardados para todos os efeitos jurídicos os Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção já existentes e ainda em vigor, bem como os seus efeitos e direitos adquiridos pelas Concessionárias.

6. Em tudo o que não esteja regulado no regime jurídico especial estabelecido no presente Decreto-Lei, aplicar-se-á subsidiariamente a legislação moçambicana sobre a matéria.

Artigo 3
(Competência Específica)

O Ministro que superintende o sector de petróleos fica autorizado a aprovar e assinar, quando o Governo seja parte, qualquer contrato de concessão ou qualquer outro contrato relativo ao Projecto da Bacia do Rovuma ou a ele conexo, conforme previsto nos contratos de concessão já celebrados.

CAPÍTULO II
Operações Petrolíferas

Artigo 4
(**Implementação e Operação)**

1. Podem ser constituídas Entidades de Objecto Específico para efeitos do Projecto da Bacia do Rovuma em conformidade com este artigo.

2. Para efeitos do Projecto da Bacia do Rovuma e mediante qualquer autorização do Governo, qualquer Entidade de Objecto Específico deverá:

a) ser constituída em Moçambique;
b) estar sujeita à lei moçambicana;
c) ter a sua sede localizada em Moçambique;

d) ser dotada de recursos humanos e estar autorizada a gerir de forma independente todas as actividades decorrentes da construção, propriedade, operação e uso das Infra-estruturas do Projecto da Bacia do Rovuma relevantes ou com àquelas relacionadas.

3. As Entidades de Objecto Específico, mediante aprovação do Governo e observado o disposto no n.º 6 do presente artigo, para efeitos de desenvolvimento de actividades de financiamento, venda, transporte marítimo relacionadas com o Projecto da Bacia do Rovuma podem, excepcionalmente, ser constituídas em qualquer jurisdição fora da República de Moçambique com observância de regras de transparência aplicáveis ao sector.

4. Salvo convenção em contrário, está sujeita à aprovação do Governo:

a) a constituição de Entidades de Objecto Específico fora da República de Moçambique;
b) os documentos constitutivos de quaisquer Entidades de Objecto Específico e qualquer alteração aos mesmos; e
c) a transmissão de participações sociais ou a alteração do controlo de tais Entidades de Objecto Específico, excepto nas circunstâncias previstas no n.º 7 do artigo 16.

5. Todas as aprovações previstas neste artigo serão concedidas pelo Ministro que superintende o sector de petróleos no prazo de 10 (dez) dias a contar da data de apresentação do respectivo pedido, salvo se houver sido fixado, pelo Governo, prazo diverso no âmbito de um plano de desenvolvimento aprovado em conformidade com o estatuído no n.º 7 do artigo 8 do presente Decreto-Lei.

6. Cada Entidade de Objecto Específico é obrigada a apresentar anualmente um relatório sobre as suas actividades relacionadas com qualquer Empreendimento da Bacia do Rovuma, podendo o Governo auditá-las uma vez por ano.

7. As Concessionárias e as Entidades de Objecto Específico não serão obrigadas a estar cotadas em qualquer bolsa de valores.

Artigo 5
(Contratos)

1. Cada Empreendimento da Bacia do Rovuma pode ser implementado apenas nos termos dos Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção ou nos termos conjugados dos Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção e de Acordos Governamentais, bem como nos termos de outros instrumentos contratuais celebrados ou alterados.

2. Para efeitos do disposto no artigo 178 da Lei n.º 14/2011, de 10 de Agosto, os contratos ou acordos nos quais o Governo seja parte e os direitos relativos ao Projecto da Bacia do Rovuma apenas podem ser modificados ou rescindidos por mútuo acordo ou em conformidade com as respectivas disposições contratuais.

Artigo 6
(Parcerias Público-Privadas, Projectos de Grande Dimensão e Concessões Empresariais)

1. Os Empreendimentos da Bacia do Rovuma classificam- -se como projectos de grande dimensão para efeitos da Lei n.º 15/2011, de 10 de Agosto, salvo se os mesmos não estiverem sujeitos àquela lei nos termos do disposto no n.º 1 do artigo 37.
2. A participação da ENH no Projecto da Bacia do Rovuma satisfaz os requisitos de participação moçambicana previstos nas alíneas a) e b) do n.º 1 do artigo 33 da Lei n.º 15/2011, de 10 de Agosto.
3. A participação da ENH no Projecto da Bacia do Rovuma, a quota-parte do Estado no petróleo-lucro previsto nos Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção e o regime fiscal aplicável às Concessionárias deve satisfazer os requisitos de geração de receita fiscal e de contributo positivo para o erário público previstos na alínea d) do n.º 1 do artigo 33 da Lei n.º 15/2011, de 10 de Agosto.
4. A partilha com equidade dos benefícios directos extraordinários previsto na alínea f) do n.º 1 do artigo 33 da Lei n.º 15/2011, de 10 de Agosto, é efectuada através do aumento progressivo da quota-parte de petróleo-lucro atribuída ao Governo nos termos dos Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção decorrente do aumento dos preços do petróleo.
5. Tendo em conta que os Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção foram adjudicados ao abrigo das normas de contratação pública à data aplicáveis, a celebração de qualquer novo contrato nos termos do n.º 1 do artigo 5 do presente Decreto--Lei será efectuada mediante negociação ou ajuste directo às Concessionárias e/ou a qualquer Entidade de Objecto Específico.
6. Os benefícios socio-económicos previstos no artigo 34 da Lei n.º 15/2011, de 10 de Agosto, são calculados em termos proporcionais no âmbito do Projecto da Bacia do Rovuma através, designadamente, do disposto no artigo 10 (Aquisição de Bens e Serviços), artigo 13 (Direitos de Uso de Infraestruturas do Projecto da Bacia do Rovuma por Terceiros), artigo 18 (Força de Trabalho) e artigo 19 (Formação) do presente diploma.
7. Em cumprimento do disposto na alínea f) do artigo 34 da Lei n.º 15/2011, de 10 de Agosto, o plano ou planos de desenvolvimento referentes ao Projecto da Bacia do Rovuma devem incluir um programa de actividades, projectos de responsabilidade, de desenvolvimento e de sustentabilidade social.
8. Os requisitos decorrentes da Lei n.º 15/2011, de 10 de Agosto, incluindo qualquer regulamentação da mesma, são satisfeitos nos termos do disposto no presente artigo.

Artigo 7
(Unificação)

1. É autorizado o desenvolvimento inicial autónomo e coordenado de 12 (doze) triliões de pés cúbicos (*tcf*) de gás natural da Área 1 e de 12 (doze) triliões de pés cúbicos (*tcf*) de gás natural da Área 4 a partir dos depósitos

de petróleo que atravessam a delimitação entre essas áreas (depósitos transzonais ou *straddling reservoirs*), de acordo com o plano director de produção (*master depletion plan*) para tais depósitos de petróleo, elaborado em conjunto pelas Concessionárias da Área 1 e da Área 4.

2. Em virtude desta autorização, tanto as Concessionárias da Área 1 como as Concessionárias da Área 4 têm o dever de apresentar as respectivas declarações de comercialidade relativas a parte dos depósitos transzonais (*straddling reservoirs*) que se situe dentro da delimitação da área do respectivo Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção e obrigam-se a apresentar o plano ou planos de desenvolvimento inicial autónomo e coordenado de 12 (doze) triliões de pés cúbicos (*tcf*), bem como de proceder à sua execução após a aprovação do Governo.

3. No prazo máximo de 6 (seis) meses após a entrada em vigor do presente Decreto-Lei, as Concessionárias devem celebrar e apresentar ao Governo um acordo de unificação, ficando as quantidades de gás produzidas a partir dos desenvolvimentos previstos nos termos do número anterior sujeitas a unificação.

4. Tendo em vista facilitar as negociações e o acordo entre as Concessionárias acerca da unificação, o Governo poderá nomear um perito independente, que e, quando solicitado, aconselhará sobre questões específicas relativamente às quais não haja acordo.

5. Se o acordo de unificação não for celebrado e apresentado pelas Concessionárias no prazo de 6 (seis) meses após a entrada em vigor do presente Decreto-Lei, o Governo procederá à nomeação de um perito independente para decidir sobre as questões relacionadas com a unificação onde não haja acordo. O perito deverá tomar uma decisão no prazo de 12 (doze) meses após a entrada em vigor do presente Decreto-Lei, devendo para este efeito cada operador da Área 1 e da Área 4 submeter ao perito as respectivas propostas relativas à unificação.

6. O perito deverá observar o princípio do contraditório, garantindo a transparência geral do processo, a confidencialidade da informação recebida das Concessionárias ou de que tenha tido conhecimento no exercício das suas funções, aplicando as boas práticas da indústria em matéria de unificação de campos de gás.

7. O Governo notificará as Concessionárias da decisão do perito independente, a qual será definitiva e vinculativa para as partes litigantes, devendo a sua implementação ser efectuada através de um acordo de unificação celebrado entre as Concessionárias e elaborado pelo perito numa base justa e equitativa, de forma que seja consistente com princípios de engenharia, técnicos e sócio-económicos aplicáveis.

8. Qualquer desenvolvimento adicional relativo a depósitos transzonais (*straddling reservoirs*) ficará sujeito ao acordo de unificação concluído nos termos dos n.ºs 3 e 5 deste artigo, com as necessárias adaptações.

9. Se as Concessionárias de uma área puserem em causa a decisão sobre unificação emitida pelo perito independente, o Governo tem a faculdade de aprovar qualquer desenvolvimento proposto pelas Concessionárias da área que não tenha posto em causa a decisão do perito independente nomeado

pelo Governo, contanto que tal desenvolvimento seja referente a depósitos que se situem dentro da delimitação da área do respectivo Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção.

Artigo 8
(Requisitos do Plano de Desenvolvimento)

1. Cada período de desenvolvimento e produção relativo a um Empreendimento da Bacia do Rovuma terá uma duração de 30 (trinta) anos a contar da data em que o respectivo plano de desenvolvimento tiver sido aprovado pelo Governo, desde que estejam verificadas quaisquer condições suspensivas nele previstas, podendo esse prazo ser prorrogado nos termos do respectivo contrato ou nos termos da lei.
2. Cada Empreendimento da Bacia do Rovuma, que pode abranger um ou mais depósitos de petróleo, será objecto de um ou mais planos de desenvolvimento, os quais devem regular as operações de desenvolvimento e produção, bem como a liquefacção, entrega e venda e, ainda, a instalação, manutenção e operação das Infra-estruturas do Projecto da Bacia do Rovuma necessárias para o efeito, devendo esses planos de desenvolvimento ser submetidos ao Ministro que superintende o sector de petróleos em conformidade com o disposto neste artigo. Os planos de desenvolvimento poderão ser alterados por forma a abrangerem novos investimentos significativos.
3. Nos casos em que um Empreendimento da Bacia do Rovuma abranja um ou mais depósitos de petróleo que requeiram um desenvolvimento faseado, as Concessionárias poderão submeter vários planos de desenvolvimento relativos a tal ou tais depósitos de petróleo para efeitos de aprovação pelo Governo.
4. Quando aplicável, poderá ser anexo ao plano ou planos de desenvolvimento iniciais um plano director de produção (*master depletion plan*) que estabeleça um plano exaustivo para o desenvolvimento integral e faseado desse depósito ou depósitos de petróleo, incluindo a previsão de planos de desenvolvimento subsequentes ou de alterações a planos de desenvolvimento existentes.
5. Nenhum novo plano de desenvolvimento poderá ser submetido relativamente a um Empreendimento da Bacia do Rovuma pretendido após o 10.º (Décimo) ano do início do período de avaliação comercial, nos termos previstos nos Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção, relativo aos depósitos de petróleo objecto desse Empreendimento da Bacia do Rovuma.
6. O plano de desenvolvimento para Empreendimentos da Bacia do Rovuma deve incluir os elementos enumerados no Anexo B.
7. De forma a possibilitar o desenvolvimento de Empreendimentos da Bacia do Rovuma em terra e no mar, o Governo assegura que todos os Empreendimentos da Bacia do Rovuma sejam implementados, de forma coordenada, e que nenhum plano de desenvolvimento relativo a um Empreendimento apresentado por Concessionária (s) será aprovado quando susceptível de afectar negativamente a possibilidade das

Concessionárias desenvolverem depósitos de que são detentoras de direitos ao abrigo do respectivo Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção.

8. Em virtude do disposto no número anterior, os operadores ao abrigo dos Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção relativos à Área 1 e à Área 4 deverão, no prazo de 6 (seis) meses após a entrada em vigor do presente Decreto-Lei, apresentar em conjunto ao Governo:

i) o plano director de produção (*master depletion plan*) referente aos depósitos transzonais (*straddling reservoirs*) previstos no n.º 1 do artigo 7 do presente Decreto—Lei; e

ii) um plano de implementação (layout) das instalações de Afungi relativo à construção, desenvolvimento e operação das respectivas instalações terrestres da Área 1 e da Área 4, bem como das instalações marítimas que estabeleçam a ligação de cada Área à costa.

11.Cada plano de desenvolvimento elaborado nos termos do Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção aplicável ou nos termos conjugados dos Contratos supra referidos e dos Acordos Governamentais será submetido ao Ministro que superintende o sector de petróleos para aprovação pelo Governo, devendo estar em conformidade com os procedimentos seguintes:

a) No prazo máximo de 9 (nove) meses após a data em que o plano de desenvolvimento em causa tenha sido submetido, o Ministro que superintende o sector de petróleos analisará e: i) dará resposta por escrito às Concessionárias ou Entidades de Objecto Específico, notificando-as, da existência de irregularidades ou deficiências no plano de desenvolvimento submetido ou solicitando a disponibilização de informação adicional que se revele necessária para que o Governo possa aprovar o plano de desenvolvimento, e/ou, em alternativa, ii) submetê-lo-á a aprovação do Governo.

b) No caso previsto na subalínea i) da alínea a) deste número, as Concessionárias ou as Entidades de Objecto Específico disporão de um prazo de 45 (quarenta e cinco) dias desde a data de recepção da resposta do Ministro que superintende o sector de petróleos para efectuar as alterações necessárias ao plano de desenvolvimento, ou disponibilizar a informação adicional solicitada relativa ao mesmo, sendo que após a apresentação de tais alterações ou informação adicional, o Ministro que superintende o sector de petróleos disporá do prazo de 1 (um) mês para comunicar ao operador relevante se aprova ou rejeita o plano de desenvolvimento submetido.

12.O plano de desenvolvimento produzirá efeitos após a verificação dos seguintes requisitos:

a) notificação escrita por parte do Ministro que superintende o sector de petróleos da aprovação do plano de desenvolvimento; e

b) notificação escrita por parte do operador relevante indicando que foram cumpridas todas as condições suspensivas previstas no plano de desenvolvimento.

13.O regime estabelecido nos termos deste artigo, incluindo os requisitos estabelecidos no Anexo B, apenas aplica-se aos planos de desenvolvimento submetidos após a entrada em vigor do presente Decreto-Lei.

Artigo 9
(Vendas)

1. Sem prejuízo do direito do Governo de aprovar vendas de gás natural, o direito a realizar quaisquer actividades de marketing e comercialização, numa base conjunta e dedicada, relativas ao petróleo produzido a partir de qualquer Empreendimento da Bacia do Rovuma, conforme previsto nos Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção, consubstancia um direito adquirido para efeitos do disposto no n.º 5 do artigo 2 do presente Decreto-Lei.
2. Sem prejuízo do disposto no número anterior, para efeitos de venda das quantidades de gás natural da titularidade do Estado correspondentes ao Imposto sobre a Produção de Petróleo e à quota-parte do Estado no petróleo-lucro ao abrigo dos Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção aplicáveis, a ENH actuará como representante autorizada do Governo.
3. O Ministro que superintende o sector de petróleos pode delegar à ENH a sua competência ao abrigo dos Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção aplicáveis para aprovar contratos com uma duração máxima de 12 (doze) meses para venda de Gás Natural.
4. A ENH é a entidade que representa o Estado, na qualidade de comprador, relativamente às vendas e marketing de Gás Natural destinadas ao consumo doméstico ou a outros desenvolvimentos industriais locais em projectos na República de Moçambique aprovados pelo Governo, devendo os termos e condições de vendas, incluindo os volumes e preços serem económicas e estabelecidos em contratos celebrados com as Concessionárias, considerando as condições comerciais de mercado.

Artigo 10
(Aquisição de Bens e Serviços)

1. A aquisição de bens e serviços pelas Concessionárias e por Entidades de Objecto Específico para o Projecto da Bacia do Rovuma, incluindo, designadamente, serviços, fornecimentos, materiais e contratos de construção ou de empreitada, deverá ser efectuada em conformidade com o presente artigo por forma a assegurar que o Projecto da Bacia do Rovuma seja construído em conformidade com os melhores padrões internacionais, de forma atempada, económica e segura e de acordo com o objectivo nacional de preferência na contratação de fornecimento de bens e serviços à empresas nacionais, detidas por cidadãos ou pessoas jurídicas moçambicanos e/ou detidas por cidadãos moçambicanos ou pessoas jurídicas em parceria com empresas estrangeiras, de modo a possibilitar uma transferência gradual de capacidade operacional e potenciar o sector privado da economia.

2. As pessoas indicadas no n.º 1 deste artigo devem, individualmente, elaborar um plano de conteúdo local para cada Empreendimento da Bacia do Rovuma, em conformidade com os princípios estabelecidos neste artigo, o qual será aprovado pelo Governo conjuntamente com a aprovação do plano de desenvolvimento para o Empreendimento da Bacia do Rovuma em causa. Cada plano de conteúdo local definirá a participação de Pessoas físicas ou jurídicas moçambicanas e de cidadãos moçambicanos no fornecimento de bens e serviços destinados ao Empreendimento da Bacia do Rovuma em questão, devendo ser actualizado a cada 3 (três) anos pelas pessoas relevantes referidas no n.º 1 deste artigo e aprovado pelo Governo de modo a reajustar-se ao crescimento da indústria moçambicana de petróleo e gás.

3. O plano de conteúdo local deve ser elaborado de acordo com os seguintes princípios:

a) será dada preferência, nos termos previstos no n.º 8 deste artigo, a pessoas físicas ou jurídicas moçambicanas para bens e serviços;
b) a respeito a categorias de bens e serviços que requeiram know-how especializado, será dada preferência, nos termos previstos no número 8 deste artigo, a Pessoas físicas ou jurídicas moçambicanas, a empresas estrangeiras que se associem com pessoas físicas ou jurídicas moçambicanas, por qualquer meio legalmente permitido, incluindo através de subcontratação ou de parcerias sob a forma de sociedade ou outras não societárias, independentemente do nível de participação de cada um dos associados moçambicanos e estrangeiros;
c) relativamente a contratos principais e/ou contratos de fornecimento de bens ou de prestação de serviços relacionados com tecnologia, patentes ou fornecimento com requisitos especiais, incluindo, designadamente, os que se relacionem com a construção, funcionamento e manutenção de Infraestruturas do Projecto da Bacia do Rovuma, a entidade contratante poderá proceder livremente à sua aquisição, tanto de empresas estrangeiras como de pessoas físicas ou jurídicas moçambicanas.

4. O plano de conteúdo local aplicável deverá proceder ao estabelecimento dos valores e à especificação de cada categoria de bens e serviços referidos no n.º 3 deste artigo.

5. As pessoas indicadas no n.º 1 deste artigo podem adoptar regras diferentes das estabelecidas no presente Decreto-Lei no que respeita à aquisição de bens e serviços efectuada no âmbito de projectos total ou parcialmente financiados com recursos provenientes de Financiamento obtido junto de uma agência de crédito à exportação, na medida em que a adopção de regras distintas esteja expressamente prevista como condição no contrato de Financiamento em causa.

6. Salvo disposição em contrário neste artigo e salvo no caso de contratos com um valor inferior a USD 3.000.000,00 (três milhões de dólares norte-americanos) ou equivalente em qualquer outra moeda, a aquisição de

serviços, fornecimentos, materiais e contratos de construção ou de empreitada está sujeita a concurso.

7. A avaliação das propostas deverá ter em conta diversos critérios, tais como a qualidade, o preço, o prazo de entrega e as garantias oferecidas.

8. Deve ser dada preferência aos bens, materiais, serviços e equipamentos disponíveis na República de Moçambique, contanto que tais bens, materiais, serviços e equipamentos sejam competitivos em termos de qualidade e disponibilidade para entrega, obedeçam a padrões internacionais da indústria e o seu preço, não excedam mais de 10% (dez por cento), do preço incluindo impostos dos itens importados em causa.

9. No caso de contratos com um valor superior a USD 3.000.000,00 (três milhões de dólares norte-americanos), mas inferior a USD 25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos), ou o seu equivalente noutra moeda, o procedimento para a sua adjudicação está sujeito aos seguintes procedimentos:

a) o convite para apresentação de manifestações de interesse, incluindo uma descrição sumária do fornecimento a contratar, deve ser publicado em jornais de maior circulação na República de Moçambique e na página da Internet das pessoas indicadas no n.º 1 deste artigo;
b) após a avaliação dos concorrentes interessados resultante do anúncio público descrito na alínea anterior, os convites à apresentação de proposta (s) concreta (s) devem ser endereçados a um número razoável de fornecedores, nacionais e estrangeiros, em função da respectiva capacidade de fornecer os bens ou serviços, devendo todos os fornecedores selecionados receber as mesmas especificações;
c) será dado um prazo razoável para a elaboração das propostas;
d) as especificações, prazos para apresentação de propostas e prazo de entrega devem ser formulados de modo a não excluir indevidamente fornecedores competitivos;
e) uma cópia da lista dos concorrentes pré-qualificados deve ser submetida ao Instituto Nacional de Petróleo para fins informativos e de cadastro; e
f) o Instituto Nacional de Petróleo deve ser informado sobre a adjudicação.

10. No caso de contratos principais, os quais, para efeitos do presente Decreto-Lei, consistem em contratos com um valor superior a USD 25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte americanos) ou o seu equivalente noutra moeda, o respectivo procedimento de adjudicação é o estabelecido nas alíneas a) à f) do número anterior, estando também sujeito aos seguintes procedimentos:

a) o Instituto Nacional de Petróleo deve ser informado acerca do concorrente seleccionado e sobre os fundamentos dessa selecção;
b) a adjudicação desse contrato está sujeita a prévia aprovação do Instituto Nacional de Petróleo, a qual, em caso de recusa deve ser devidamente fundamentada; e

c) o Instituto Nacional de Petróleos notificará a entidade contratante da sua decisão no prazo de 30 (trinta) dias a contar da data em que tenha recebido o pedido de aprovação.

11. Será admitida a contratação em regime de aquisição de fonte única e por ajuste directo, não sendo, nesta situação concreta aplicáveis os requisitos de concurso estabelecidos nos n.ºs 9 e 10 deste artigo, nas seguintes circunstâncias:

a) quando apenas um fornecedor possa disponibilizar os produtos, materiais, serviços ou equipamentos em causa, bem como quando a entidade contratante tenha anteriormente adquirido esses mesmos produtos, materiais, serviços ou equipamentos desse fornecedor, designadamente devido a razões relacionadas com a tecnologia, patentes ou fornecimentos com requisitos especializados;
b) quando os bens e serviços a adquirir exijam um padrão uniforme relativamente a instalações e infraestruturas existentes, por forma a garantir a compatibilidade total na construção, operação e manutenção;
c) quando, devido a condições de mercado demonstráveis, apenas o fornecedor identificado seja capaz de fornecer os bens e serviços no local exigido e dentro do prazo determinado;
d) em situações de emergência que possam causar prejuízos irreparáveis ou danos substanciais num Empreendimento da Bacia do Rovuma;
e) num período de guerra ou grave perturbação da ordem pública;
f) no caso de um concurso deserto ou, tendo havido concorrentes, nenhum destes tenha conseguido cumprir os requisitos do concurso, se o lançamento de um novo concurso tiver um impacto negativo sobre um Empreendimento da Bacia do Rovuma;
g) se a contratação for de tecnologia de segurança especializada necessária para um Empreendimento da Bacia do Rovuma;
h) no caso de contratos de arrendamento de imóveis para fins comerciais e/ou residenciais; e
i) noutras circunstâncias previamente autorizadas pelo Governo, devendo a entidade contratante, em cada uma dessas circunstâncias, notificar o Instituto Nacional de Petróleo da adjudicação do contrato.

12. A selecção de Financiadores e os contratos de Financiamento para os Empreendimentos da Bacia do Rovuma não estão sujeitos a quaisquer requisitos de concurso ou de conteúdo local previstos no presente Decreto-Lei ou na demais legislação moçambicana.

13. Salvo no caso de contratos com as pessoas referidas na alínea a) do n.º 3 deste artigo, os quais se deverão reger pela lei moçambicana, é permitido às partes relevantes escolher a lei aplicável a qualquer contrato de aquisição de bens e serviços, incluindo de prestação de serviços, de fornecimento de bens, de engenharia, de aquisições, de construção, de instalação, de colocação em funcionamento e de empreitada ou quaisquer outros, relacionados ou não com Infraestruturas do Projecto da Bacia do

Rovuma, bem como optar pela arbitragem internacional como mecanismo de resolução de conflitos em qualquer desses contratos de aquisição.
14. Os montantes expressos em dólares norte-americanos constantes deste artigo são indicados com base no seu valor em 2014, o qual deve ser ajustado anual e automaticamente com referência ao mês de Janeiro do ano subsequente, tendo por base o índice de preços do consumidor dos Estados Unidos da América para produtos acabados (*US consumer price index for finished goods*).
15. As actividades a desenvolver ao abrigo deste artigo serão realizadas de acordo com os procedimentos e políticas internas de contratação de bens e serviços adoptados pelas pessoas referidas no n.º 1 deste artigo, os quais deverão ser consistentes com as melhores práticas internacionais em matéria de anticorrupção e de requisitos relativos a padrões de segurança e qualidade, boa reputação e não inscrição em nenhuma lista de sanções.
16. O disposto neste artigo apenas será aplicável aos procedimentos de aquisição de bens e serviços iniciados após a entrada em vigor do presente Decreto-Lei, com excepção do disposto no n.º 13 deste artigo, o qual será aplicável a quaisquer contratos celebrados após a data da entrada em vigor deste Decreto-Lei.

CAPÍTULO III
Terra e Infraestruturas do Projecto da Bacia do Rovuma

Artigo 11
(Direitos Sobre a Terra)

1. As Concessionárias e/ou as Entidades de Objecto Específico têm, ao longo da duração do Projecto da Bacia do Rovuma, direitos de acesso, uso, aproveitamento e exploração sobre as áreas necessárias para a implementação do referido projecto, incluindo as áreas onde se localizam as infraestruturas do mesmo, devidamente tituladas e registadas, bem como o direito de obter as licenças especiais para as áreas costeira e marítima utilizadas por qualquer empreendimento da Bacia do Rovuma e necessárias para este Projecto.
2. As Concessionárias e/ou as Entidades de Objecto Específico têm direitos de propriedade, incluindo o direito de constituir hipoteca, sobre quaisquer Infraestruturas do Projecto da Bacia do Rovuma construídas ou cuja construção seja contratada por qualquer de tais entidades:

a) em terra que esteja sujeita a um direito de uso e aproveitamento da terra, provisório ou definitivo, concedido a essa Concessionária e/ou Entidade de Objecto Específico, incluindo por via de uma desanexação;
b) em terra que esteja sujeita a um contrato de cessão de exploração celebrado entre Concessionárias e/ou Entidades de Objecto Específico, na qualidade de cessionárias, e o titular do direito de uso e aproveitamento da terra, provisório ou definitivo, em questão, na qualidade de cedente, incluindo por via de desanexação; ou

c) em zonas de protecção parcial onde seja implantado o Projecto da Bacia do Rovuma.

3. Na eventualidade de existir mais de uma entidade a implementar um Empreendimento da Bacia do Rovuma que conjuntamente construam ou promovam a construção de Infraestruturas do Projecto da Bacia do Rovuma, o direito de propriedade de tais Infraestruturas do Projecto da Bacia do Rovuma conjuntamente construídas ou promovidas será detido em regime de co-propriedade por essas entidades, salvo convenção em contrário.

4. Mediante requerimento das Concessionárias ou das Entidades de Objecto Específico, a competente Conservatória de Registo Predial registará os seguintes factos e efectuará quaisquer averbamentos necessários às respectivas descrições:

a) o direito de uso e aproveitamento da terra, seja provisório ou definitivo, concedido em conexão com qualquer Empreendimento da Bacia do Rovuma;
b) qualquer contrato de cessão de exploração celebrado em relação a qualquer terreno que seja objecto de qualquer direito de uso e aproveitamento da terra referido na alínea a) deste número;
c) o direito de propriedade, incluindo qualquer hipoteca, sobre Infraestruturas do Projecto da Bacia do Rovuma construídas ou cuja construção seja promovida por uma entidade que implemente um Empreendimento da Bacia do Rovuma e que seja titular de qualquer dos direitos previstos nas alíneas a) e b) deste número; e
d) quaisquer outros factos sujeitos a registo relacionados com as áreas que sejam objecto dos direitos previstos na alínea a) deste número, bem como relacionados com as Infraestruturas do Projecto da Bacia do Rovuma construídas ou cuja construção tenha sido promovida sobre as referidas áreas ou em zonas de protecção parcial em que se implemente um Empreendimento da Bacia do Rovuma.

5. As Concessionárias e as Entidades de Objecto Específico, mediante autorização prévia da entidade que autorizou o pedido de aquisição do direito de uso e aproveitamento da terra ou que conferiu a licença especial em causa, terão o direito de:

a) celebrar contratos de cessão de exploração relativos a qualquer área que seja objecto dos direitos previstos nas alíneas a) e b) do n.º 4 deste artigo;
b) ceder os seus direitos ou a sua posição contratual ao abrigo de qualquer contrato de cessão de exploração relativo a qualquer área que seja objecto dos direitos previstos nas alíneas a) e b) do n.º 4 deste artigo;
c) transmitir ou ceder quaisquer dos seus respectivos direitos sobre qualquer Infraestrutura do Projecto da Bacia do Rovuma referidos no n.º 2 deste artigo, incluindo no decurso da execução de uma hipoteca sobre tais Infraestruturas do Projecto da Bacia do Rovuma; e

d) transmitir ou ceder quaisquer hipotecas sobre qualquer Infraestrutura do Projecto da Bacia do Rovuma referidas no n.º 2 deste artigo.

6. As certidões do registo predial que evidenciem o registo de uma cessão de exploração deverão conter as seguintes menções especiais:

a) a área territorial coberta pelo contrato de cessão de exploração, incluindo as respectivas coordenadas geográficas;
b) a duração do contrato;
c) o valor do contrato, se determinado;
d) os direitos do cessionário e as obrigações do titular do direito de uso e aproveitamento da terra, se aplicável; e
e) outras condições relevantes estabelecidas contratualmente que a entidade requerente do registo possa solicitar.

7. A certidão de registo predial que evidencie o registo do direito de propriedade ou de hipoteca sobre quaisquer Infraestruturas do Projecto da Bacia do Rovuma construídas ou cuja construção seja promovida pelas Concessionárias ou Entidades de Objecto Específico deve conter, no seu cadastro, uma descrição geral de tais Infraestruturas do Projecto da Bacia da Rovuma, incluindo as respectivas áreas totais e coordenadas geográficas.

8. As Concessionárias e as Entidades de Objecto Específico que detenham qualquer dos direitos referidos no n.º 2 deste artigo têm, pelo tempo de duração dos Empreendimentos da Bacia do Rovuma, direitos de acesso, uso, aproveitamento e exploração sobre qualquer zona de protecção parcial adjacente à área sobre a qual detenham os referidos direitos ou que de outro modo seja necessária para a implementação dos Empreendimentos da Bacia do Rovuma, devendo a entidade Governamental competente, mediante solicitação, emitir a favor das mesmas as necessárias licenças especiais.

9. Cada pessoa que implemente um Empreendimento da Bacia do Rovuma que detenha quaisquer direitos a que se refere a alínea b) do n.º 2 deste artigo tem, pelo tempo de duração dos respectivos Empreendimentos da Bacia do Rovuma, iguais direitos de acesso e exploração sobre as áreas onde as Infraestruturas do Projecto da Bacia do Rovuma comuns estejam ou venham a estar localizadas com base em documentos da mesma hierarquia e natureza. A falência ou insolvência de qualquer pessoa que implemente um Empreendimento da Bacia do Rovuma não afectará o acesso, uso e aproveitamento das Infraestruturas do Projecto da Bacia do Rovuma comuns por qualquer outra pessoa que implemente um Empreendimento da Bacia do Rovuma.

10. É confirmado o direito de uso e aproveitamento da terra atribuído à *Rovuma Basin LNG Land*, *Lda*., emitido a 12 de Dezembro de 2012, referente a uma área de 7.000 (sete mil) hectares localizada no Cabo Afungi, na Província de Cabo Delgado, o qual permanecerá válido durante a vigência do Projecto da Bacia do Rovuma.

Artigo 12
(Terminal Marítimo de GNL)

1. As Concessionárias e as Entidades de Objecto Específico têm direitos exclusivos de acesso e operação sobre as áreas terrestres e marítimas do Terminal Marítimo de GNL e sobre a Área do Terminal Marítimo de GNL, através da atribuição de uma parte da área geográfica da concessão da empresa Portos de Cabo Delgado, S.A., também designada por PCD, correspondente às áreas descritas nos mapas constantes dos Anexos C e D, ao abrigo de duas novas concessões directas e exclusivas outorgadas pelo Governo às Concessionárias ou Entidades de Objecto Específico, conforme aplicável, a primeira relativa à instalação de descarga de materiais (*materials offloading facility*) e a segunda relativa ao Terminal Marítimo de GNL, cujos períodos de validade deverão corresponder ao período do Projecto da Bacia do Rovuma.
2. Em coordenação com as entidades competentes que possuam poderes de autoridade e jurisdição portuária, as Concessionárias e as Entidades de Objecto Específico controlarão e dirigirão a entrada e saída de tráfego marítimo relacionado com as mesmas nos canais e áreas marítimas assinalados no mapa constante do Anexo C e com as coordenadas nele estabelecidas.
3. As Concessionárias e as Entidades de Objecto Específico, conforme aplicável, ficam autorizadas a realizar na Área do Terminal Marítimo de GNL as seguintes actividades:
   a) sem prejuízo do disposto no n.º 5 deste artigo, conceber, construir, instalar, deter, financiar, onerar, usar e manter a instalação de descarga de materiais (*materials offloading facility*), mediante a concessão directa a atribuir às Concessionárias; e
   b) conceber, construir, instalar, deter, financiar, onerar, usar, manter, gerir e operar, o Terminal Marítimo de GNL, mediante a concessão directa a atribuir às Concessionárias pela duração do período do Projecto da Bacia do Rovuma.
4. Nos termos dos acordos necessários a celebrar, incluindo acordos parassociais, os operadores ao abrigo de cada Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção e a PCD constituirão uma Entidade de Objecto Específico, cujo capital social será detido em 40% (quarenta por cento) pela PCD e em 30% (trinta por cento) por cada um dos referidos operadores, para a gestão e operação da instalação de descarga de materiais (*materials offloading facility*), a qual procederá à contratação dos serviços necessários.
5. Após a satisfação das garantias de conclusão de construção (*construction completion guarantees*) da Primeira Fase do Projecto da Bacia do Rovuma, a concessão da instalação de descarga de materiais (*materials offloading facility*) referida na alínea a) do n.º 3 deste artigo será transferida a favor da Entidade de Objecto Específico indicada no n.º 4 deste artigo.
6. As Concessionárias e as Entidades de Objecto Específico devem integrar nos diversos níveis da organização do Terminal Marítimo de GNL cidadãos moçambicanos e providenciar formação sobre todos os aspectos das

operações deste terminal, de acordo com o previsto no plano de formação acordado entre as partes ao abrigo do disposto no artigo 19 do presente Decreto-Lei.
7. Para o efeito do disposto no número anterior, será garantida a integração do pessoal da PCD nas operações relativas ao carregamento dos navios.
8. A PCD e outras entidades públicas competentes devem ter acesso às instalações do terminal marítimo de GNL, para fins de monitoria e verificação volumétrico dos carregamentos realizados.
9. O Instituto Nacional de Petróleo exerce o controlo e contabilização dos volumes manuseados, adoptando as melhores práticas da indústria de petróleo.
10. O Estado, através da PCD, prestará os serviços de autoridade portuária descritos no Anexo E. Outros serviços nos termos descritos no Anexo F serão prestados pela PCD ou sob o controlo da Entidade de Objecto Específico.
11. A ENH, enquanto representante exclusiva do Estado para as operações petrolíferas e Concessionária dos Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção, participará em toda a cadeia de valor das operações realizadas ao abrigo das concessões referidas neste artigo.
12. No exercício das funções relacionadas com o Terminal Marítimo de GNL estabelecidas neste artigo, as entidades em causa devem providenciar informação e submeter relatórios periódicos, incluindo informação sobre o uso do terminal, as taxas pagas e o pessoal empregue, bem como fornecer toda a documentação adicional relativa ao Terminal Marítimo de GNL conforme possa ser periodicamente solicitado pela Administração Pública. O Governo aprovará todos os protocolos, procedimentos e restrições necessárias da forma mais expedita possível.
13. Na medida em que a Área do Terminal Marítimo de GNL inclua uma zona de protecção parcial, a pessoa que implemente um Empreendimento da Bacia do Rovuma terá o direito de usar aquela zona em conformidade com a licença especial, cujos termos e condições constam do Anexo G e se encontra assinalada no mapa constante do Anexo H ao presente Decreto-Lei.
14. É reconhecido que cada pessoa que implemente um Empreendimento da Bacia do Rovuma terá, pelo período de duração do respectivo Empreendimento da Bacia do Rovuma, direitos iguais de acesso sobre a área, uso e aproveitamento do Terminal Marítimo de GNL em Afungi que diga respeito a esse Empreendimento da Bacia do Rovuma, com base em títulos da mesma natureza e hierarquia legal, seja através da criação de uma parceria entre a Área 1 e a Área 4 ou de qualquer outra forma. A falência ou insolvência de qualquer pessoa que implemente um Empreendimento da Bacia do Rovuma não afectará o acesso, uso e aproveitamento do Terminal Marítimo de GNL e da Área do Terminal Marítimo de GNL por qualquer outra pessoa que implemente um Empreendimento da Bacia do Rovuma.
15. Mediante solicitação, o Governo emitirá, a favor de qualquer pessoa que implemente um Empreendimento da Bacia do Rovuma, quaisquer

licenças ou autorizações necessárias ao abrigo da legislação aplicável para efeitos de execução das actividades previstas no presente artigo.

Artigo 13
(Direito de Uso de Infraestruturas do Projecto da Bacia do Rovuma por Terceiros)

1. O Projecto da Bacia do Rovuma ficará sujeito ao regime de acesso por terceiros às Infraestruturas do Projecto, conforme condições a serem acordadas entre as partes e sujeitas à aprovação do Governo.
2. Para efeitos deste regime são considerados terceiros quaisquer entidades que detenham quantidades significativas de gás natural disponível com especificações próximas às especificações do gás natural da Área 1 e da Área 4, mas excluindo as Concessionárias da Área 1 e da Área 4, Entidades de Objecto Específico e o Governo.
3. As Concessionárias deverão dar acesso a terceiros desde que estejam verificadas, entre outras, as seguintes condições: (i) existência de Capacidade Disponível nas Infraestruturas do Projecto da Bacia do Rovuma de acordo com as melhores práticas internacionais para este tipo de indústria; (ii) que o acesso de terceiros não provoque qualquer efeito adverso ou lesivo aos direitos dos proprietários e utilizadores já existentesdas Infra-estruturas da Bacia do Rovuma; e (iii) existência de acordos comerciais entre as partes.

CAPÍTULO IV
Regime Cambial

Artigo 14
(Âmbito subjectivo)

O presente regime cambial é aplicável às Concessionárias, às Entidades de Objecto Específico e a cada Subcontratado Principal, bem como, quando especificamente referidos neste Capítulo, aos Financiadores, aos Subcontratados não residentes e ao pessoal expatriado, na qualidade de pessoas contempladas na alínea d) do n.º 4 do artigo 2 do presente Decreto-Lei.

Artigo 15
(Operações e procedimentos cambiais)

1. Cada uma das pessoas referidas no artigo 14 do presente Decreto-Lei tem o direito de:
   a) abrir, manter e movimentar uma ou mais contas bancárias em moeda nacional e uma ou mais contas bancárias em moeda estrangeira junto de qualquer banco na República de Moçambique licenciado pelo Banco de Moçambique;
   b) depositar e manter valores relacionados com qualquer Empreendimento da Bacia do Rovuma em tais contas e dispor desses valores, num caso e noutro sem restrição. Contudo, na medida do

que seja aplicável, deverão ser realizados com valores depositados nessas contas os seguintes pagamentos relativos ao Projecto da Bacia do Rovuma:

i) pagamentos de impostos e demais obrigações tributárias em Moçambique;
ii) pagamentos de bens e serviços em Moçambique nos termos do disposto no n.º 7 deste artigo; e
iii) pagamentos a trabalhadores em Moçambique nos termos do disposto no n.º 7 deste artigo;

c) comprar moeda nacional a qualquer instituição de crédito autorizada pelo Banco de Moçambique a operar no mercado cambial interno, excepto no que respeita à compra de moeda nacional para pagamento de impostos em cujo caso essa compra será feita directamente ao Banco de Moçambique observando a taxa de referência utilizada por este resultante das cotações do mercado cambial interbancário.

2. Cada uma das pessoas referidas no artigo 14 do presente Decreto-Lei tem o direito de:

abrir, manter e movimentar uma ou mais contas bancárias em moeda estrangeira junto de qualquer banco fora da República de Moçambique;

a) receber, depositar e manter nas referidas contas quaisquer valores relacionados com o Projecto da Bacia do Rovuma, incluindo as receitas de venda de GNL, gás natural e outros hidrocarbonetos e quaisquer montantes pagos a quaisquer Entidades de Objecto Específico pela prestação de serviços, incluindo de liquefacção; e
b) dispor de quaisquer desses valores para os seguintes fins:
c) pagamentos às Concessionárias resultantes de vendas de petróleo ao abrigo dos Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção;
i) pagamentos às Concessionárias e às Entidades de Objecto Específico relativos a serviços de liquefacção;
ii) pagamentos destinados ao serviço da dívida para fazer face às prestações vincendas, incluindo juros, comissões e outros encargos e à manutenção de outras provisões ao serviço da dívida conforme requerido ao abrigo dos acordos de financiamento aprovados pelo Banco de Moçambique;
iii) pagamentos destinados ao reembolso de contratos de suprimento e de empréstimo de empresas afiliadas, incluindo juros e outros encargos;
iv) pagamentos de custos operacionais e despesas de capital, incluindo bens e serviços a subcontratados não-residentes e a Subcontratados Principais, remuneração de pessoal e demais obrigações que devam ser cumpridas no exterior do País;
v) pagamentos a título de lucros e dividendos;
vi) pagamentos ao Estado resultantes da venda de petróleo ao abrigo dos Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção; e
vii) pagamentos e/ou distribuições devidas à ENH.

3. Tem que ser efectuadas a partir das contas previstas no número anterior transferências para as contas na República de Moçambique previstas no n.º 1 deste artigo para a realização dos pagamentos referidos na alínea b) do n.º 1.
4. Após o início da produção de cada Empreendimento da Bacia do Rovuma, 50% (cinquenta por cento) do valor a ser transferido conforme o n.º 3 deste artigo deve ser convertido em moeda nacional nas instituições de crédito autorizadas a operar na República de Moçambique.
5. Cada Concessionária e Entidade de Objecto Específico pode, em conformidade com os termos de quaisquer acordos de Financiamento, reembolsar os Financiadores fora da República de Moçambique de acordo com o plano de amortização directamente a partir de receitas provenientes da venda de GNL, gás natural e outros hidrocarbonetos ou de quaisquer montantes, incluindo taxas ou tarifas por serviços de liquefacção, devidos ao abrigo de quaisquer contratos relacionados com o Projecto da Bacia do Rovuma, que estejam depositados em contas bancárias em moeda estrangeira no exterior da República de Moçambique.
6. Cada Concessionária e Entidade de Objecto Específico tem o dever de apresentar periodicamente informação sobre a abertura e movimentação das contas bancárias referidas no n.º 2 deste artigo e, especificamente, de disponibilizar ao Banco de Moçambique, com cópia ao Instituto Nacional de Petróleo, cópias dos extractos bancários mensais recebidos, incluindo eventuais rendimentos provenientes desses depósitos bancários, podendo este auditar essas contas uma vez por ano. Os valores despendidos com tais auditorias serão, quando aplicável, considerados custos recuperáveis, devendo cada uma das Concessionárias e Entidades de Objecto Específico renunciar ao sigilo bancário relativamente ao Banco de Moçambique, no que respeita a tais contas bancárias, a fim de facilitar a realização dessas auditorias.
7. Sem prejuízo de qualquer retenção na fonte de imposto a que possa haver lugar, qualquer Subcontratado Principal, Subcontratado não residente ou qualquer trabalhador expatriado das pessoas previstas no n.º 4 do artigo 2 do presente Decreto-Lei tem direito a receber e reter toda ou qualquer parte da respectiva remuneração em moeda estrangeira no exterior da República de Moçambique. Todos os pagamentos a Subcontratados residentes, que em caso algum devem incluir um Subcontratado Principal, deverão ser realizados exclusivamente em Moçambique.
8. O registo de despesas do projecto como investimento directo estrangeiro é realizado de acordo com os seguintes procedimentos:
   a) através da apresentação de cópia do *bordereaux* bancário que comprove a recepção da moeda estrangeira, quando o investimento é realizado através da entrada de moeda estrangeira, no prazo de 10 (dez) dias após a respectiva emissão;
   b) através da apresentação da documentação pertinente, quando o investimento é realizado através da importação de equipamento,

maquinaria ou outros bens materiais, no prazo de 10 (dez) dias após a respectiva emissão; e

c) quando o investimento abranja serviços especializados, através da certificação dos auditores, cujo relatório deverá incluir prova do cumprimento das obrigações fiscais conexas, a efectuar semestralmente.

9. Cada Concessionária e Entidade de Objecto Específico pode realizar operações de capitais, incluindo, designadamente, a contratação de empréstimos junto de Entidades de Objecto Específico estabelecidas para efeitos de Financiamento, de Financiadores ou de qualquer das respectivas empresas afiliadas e a prestação, por parte dessa pessoa, de cauções ou garantias conexas, respeitantes a qualquer Financiamento de qualquer Empreendimento da Bacia do Rovuma, mediante autorização prévia do Banco de Moçambique, a qual deve ser concedida no prazo de 5 (cinco) dias úteis após a data de apresentação do respectivo pedido na falta de resposta do Banco de Moçambique no referido prazo, considera-se que a referida autorização foi concedida. Tais operações de capitais serão consideradas registadas junto do Banco de Moçambique mediante recepção comprovável de uma declaração que evidencie tal operação. Os desembolsos ao abrigo das mesmas devem ser registados no Banco de Moçambique de acordo com os seguintes procedimentos:

a) através da apresentação de cópia do respectivo *bordereaux* ou documento equivalente, quando seja na forma de transferência bancária, no prazo de 10 (dez) dias após a data de desembolso;

b) através da apresentação da documentação pertinente, quando o desembolso é realizado para pagamento directo a fornecedores de equipamento, maquinaria ou outros bens materiais, no prazo de 10 (dez) dias após a respectiva emissão; e

c) quando o desembolso seja realizado para pagamento directo a prestadores de serviços, através da certificação dos auditores, cujo relatório deverá incluir prova do cumprimento das obrigações fiscais conexas, a efectuar semestralmente.

10. As Concessionárias e as Entidades de Objecto Específico deverão, trimestralmente, fornecer ao Banco de Moçambique, para fins informativos e de acordo com o formato por aquele definido, uma relação detalhada dos contratos celebrados com fornecedores de bens e serviços não-residentes, podendo o Banco de Moçambique, quando o entenda necessário, solicitar a apresentação de cópias dos contratos, o que deverá ser feito na língua em que os contratos hajam sido celebrados.

11. De forma a possibilitar o acompanhamento da execução das operações cambiais do Empreendimento da Bacia do Rovuma, as Concessionárias e as Entidades de Objecto Específico, conforme aplicável, devem remeter anualmente ao Banco de Moçambique, até ao dia 30 de Novembro, a previsão das receitas de exportação, das despesas e dos impostos devidos à República de Moçambique para o ano seguinte. Adicionalmente, as Concessionárias e as Entidades de Objecto Específico, conforme aplicável,

devem ainda remeter ao Banco de Moçambique até à referida data o orçamento anual de investimentos.

12. Mediante notificação prévia, o Banco de Moçambique pode visitar as instalações e áreas de operações do Projecto da Bacia do Rovuma, devendo as Concessionárias e as Entidades de Objecto Específico, conforme aplicável, providenciar toda a colaboração necessária para efeitos dessa visita.

CAPÍTULO V
Financiamento e Direitos dos Financiadores

Artigo 16
(Financiamento)

1. As Concessionárias e quaisquer Entidades de Objecto Específico poderão obter Financiamento de Financiadores dentro ou fora da República de Moçambique, usando qualquer estrutura financeira que considerem ser a mais apropriada para o respectivo Empreendimento da Bacia do Rovuma e que tenha sido aprovada pelo Governo, incluindo quaisquer Contratos de Cobertura de Risco em conexão com qualquer Financiamento e com o desenvolvimento do respectivo Empreendimento da Bacia do Rovuma.

2. As Concessionárias e as Entidades de Objecto Específico não estão sujeitas a quaisquer rácios de "dívida-capital próprio", de "adequação de capital" ou rácios financeiros semelhantes, em cada caso, excepto os estabelecidos em acordos de Financiamento, podendo combinar livremente o seu capital próprio com dívida e de outro modo estruturar e/ou acordar os termos e condições do financiamento das suas actividades relacionadas com qualquer Empreendimento da Bacia do Rovuma.

3. Mediante aprovação do Governo nos termos do n.º 1 deste artigo, as Concessionárias e quaisquer Entidades de Objecto Específico podem prestar ou contratar garantias pessoais ou assumir compromissos e constituir garantias reais relativamente a seus bens para garantir quaisquer obrigações no âmbito de qualquer Financiamento. Poderão, ainda, ceder a título de garantia os seus direitos ao abrigo de qualquer contrato, designadamente de seguro e resseguro, bem como hipotecar, empenhar ou sob qualquer outra forma onerar todo e qualquer bem de que sejam proprietárias, incluindo quaisquer Infraestruturas do Projecto da Bacia da Rovuma construídas ou usadas com relação a qualquer Empreendimento da Bacia do Rovuma ou quaisquer contas bancárias.

4. As acções ou participações sociais representativas do capital social de qualquer Concessionária ou Entidade de Objecto Específico poderão ser empenhadas a favor de Financiadores para efeitos de qualquer Financiamento.

5. Qualquer garantia, hipoteca, relativa a direitos reais que incida sobre infraestruturas petrolíferas será registado, mantido e operado pelo Instituto Nacional de Petróleo.

6. Uma vez aprovada pelo Governo a estrutura de qualquer Financiamento, incluindo as garantias a prestar, não será exigida nenhuma aprovação adicional do Governo ou de qualquer outra autoridade ou entidade pública para a constituição de garantias sobre os direitos ao abrigo de contratos relacionados com a implementação dos Empreendimentos da Bacia do Rovuma.
7. Uma vez aprovada pelo Governo a estrutura de qualquer Financiamento, qualquer Financiador poderá exercer os seus direitos e recorrer a quaisquer meios de reparação disponíveis nos termos de tal Financiamento, incluindo o direito de executar qualquer garantia prestada, sem necessidade, aquando da execução, de qualquer aprovação adicional do Governo ou de qualquer outra autoridade pública.
8. É extensível aos Financiadores o direito atribuído ao abrigo do Decreto n.º 29.883, de 17 de Agosto de 1939, aos bancos licenciados para exercer actividade na República de Moçambique, de poder ser constituído a seu favor penhor sobre bens qualificados como bens móveis como garantia de qualquer Financiamento, sem sujeição ao requisito de desapossamento sendo a celebração do correspondente contrato de penhor ou de qualquer outro documento escrito suficiente para que tal penhor seja considerado válido e eficaz.
9. O Governo prestará o apoio habitual para o Financiamento de qualquer Empreendimento da Bacia do Rovuma, incluindo a celebração de acordos directos com os respectivos Financiadores a respeito de qualquer Empreendimento da Bacia do Rovuma. Os acordos directos seguirão, em princípio, os padrões internacionais para um financiamento do tipo *project financing* de dimensão e âmbito similares, incluindo a possibilidade de, no caso de incumprimento contratual por parte das Concessionárias e/ou das Entidades de Objecto Específico, os credores poderem tomar o seu lugar (*step-in*) e sanar o incumprimento em causa.
10. Os acordos directos não constituirão nenhuma garantia por parte do Estado de assunção da dívida das Concessionárias e/ou das Entidades de Objecto Específico ao abrigo do Financiamento, nem implicarão qualquer risco fiscal ou encargo financeiro para o Estado.

CAPÍTULO VI
Regime de Trabalho

Artigo 17
(Âmbito subjectivo e objectivo)

O regime laboral estabelecido no presente Decreto-Lei é aplicável a todas as pessoas indicadas no n.º 4 do artigo 2 do presente Decreto-Lei que sejam empregadores ou trabalhadores que prestem trabalho em Moçambique.

Artigo 18
(Força de Trabalho)

1. As pessoas elencadas no n.º 4 do artigo 2 do presente Decreto-Lei devem dar prioridade à contratação de cidadãos nacionais que possuam qualificações apropriadas em todos os níveis da sua organização, incluindo especialistas em cargos de complexidade técnica e de gestão, sem prejuízo de poderem contratar cidadãos estrangeiros nos termos deste regime laboral. A implementação do princípio aqui enunciado está sujeita à aplicação integral das regras e requisitos de selecção de trabalhadores estabelecidos nas respectivas políticas e procedimentos internos adoptados pelas pessoas referidas no n.º 4 do artigo 2 do presente Decreto-Lei.
2. O plano de força de trabalho relacionado com qualquer Empreendimento da Bacia do Rovuma não deve prever a contratação de cidadãos estrangeiros para as posições de trabalho de menor complexidade técnica e para aquelas que não requeiram qualquer qualificação técnica.
3. Os instrumentos contratuais acordados com o Governo relacionados com o Projecto da Bacia do Rovuma qualificam-se como projectos de investimento aprovados pelo Governo para efeitos do n.º 6 do artigo 31 da Lei nº 23/2007, de 1 de Agosto.
4. A contratação de cidadãos estrangeiros para o Projecto da Bacia do Rovuma será efectuada nos termos do regime de projectos de investimento aprovados pelo Governo, sendo a quota de força de trabalho global agregada de cidadãos estrangeiros a contratar para trabalhar em Moçambique para cada Empreendimento da Bacia do Rovuma pela respectiva Concessionária, Entidade de Objecto Específico e os seus contratados e subcontratados estabelecida num plano de força de trabalho a anexar e a aprovar como parte dos planos de desenvolvimento para os Empreendimentos da Bacia do Rovuma relevantes e a actualizar nos termos do número seguinte.
5. As Concessionárias e as Entidades de Objecto Específico devem submeter ao Instituto Nacional de Emprego e Formação Profissional, 60 (sessenta) dias antes do fim de cada ano civil, o seu plano de força de trabalho actualizado, indicando a variação do número de trabalhadores de acordo com as várias fases e necessidades do Empreendimento da Bacia do Rovuma em causa, para consulta e articulação necessária com o Instituto Nacional de Petróleos.
6. Para além da contratação realizada nos termos do n,º 4 deste artigo, as pessoas relevantes poderão empregar cidadãos estrangeiros ao abrigo do regime de trabalho de curta duração para realizarem qualquer tipo de trabalho, seja ou não de natureza eventual, pontual e imprevisível, por um período máximo de 180 (cento e oitenta) dias consecutivos ou interpolados por ano.
7. A contratação de cidadãos estrangeiros para além da percentagem estabelecida no plano de força de trabalho referido no n.º 4 deste artigo será efectuada ao abrigo do regime de autorização de trabalho.

8. O recrutamento de trabalhadores pelas pessoas referidas no n.º 4 do artigo 2 do presente Decreto-Lei deverá ser publicado em jornais de maior circulação no país através da rádio, televisão e página da internet.

Artigo 19
(Formação)

1. As Concessionárias e as Entidades de Objecto Específico devem submeter ao Instituto Nacional do Emprego e Formação Profissional, 60 (sessenta) dias antes do fim de cada ano civil, um plano de formação para consulta e articulação devida com o Instituto Nacional de Petróleos que tenha em vista permitir um aumento gradual da percentagem de cidadãos moçambicanos a trabalhar em qualquer Empreendimento da Bacia do Rovuma em todos os níveis da sua organização, conforme previsto no n.º 1 do artigo 18 do presente Decreto-Lei.
2. O plano de formação referido no número anterior deverá providenciar um programa de formação efectivo de trabalhadores moçambicanos, seja em Moçambique ou no estrangeiro, em cada fase e nível de operações, tendo em conta os requisitos de segurança e a necessidade de manter padrões razoáveis de eficiência na condução das operações.
3. Os instrumentos contratuais celebrados com o Governo relacionados com um Empreendimento da Bacia do Rovuma poderão ainda prever os seguintes requisitos relacionados com a formação:
   a) cooperação em actividades de formação para funcionários públicos; e
   b) contribuições de apoio institucional e à formação.

Artigo 20
(Contratação, Entrada e Permanência de Cidadãos Estrangeiros para Fins de Trabalho)

1. A contratação de cidadãos estrangeiros para o Projecto da Bacia do Rovuma, ao abrigo do regime de projectos de investimento, aprovados pelo Governo efectua-se mediante a comunicação prévia, nos termos do n.º 5 do artigo 18 do presente Decreto-Lei, e comunicação subsequente efectuada no prazo de 15 (quinze) dias contados a partir da data de entrada do trabalhador, com observância das formalidades estabelecidas no Anexo I.
2. A contratação de cidadãos estrangeiros para o Projecto da Bacia do Rovuma ao abrigo do regime de trabalho de curta duração deve ser comunicada à autoridade pública competente, no prazo de 15 (quinze) dias subsequentes à data de entrada do trabalhador, com observância das formalidades estabelecidas no Anexo I.
3. A conformidade das comunicações de contratação de um trabalhador estrangeiro nos termos dos n.ºs 1 e 2 deste artigo deverá ser verificada no momento da sua apresentação, devendo de imediato ser emitido e entregue ao portador da comunicação um documento que ateste a sua recepção.

4. A contratação de cidadãos estrangeiros para além da quota estabelecida no plano de força de trabalho referido no n.º 4 do artigo 18 do presente Decreto-Lei será efectuada ao abrigo do regime de autorização de trabalho, mediante apresentação de um requerimento ao Ministro que superintende a área do trabalho, com observância das formalidades estabelecidas no Anexo I.
5. O Ministro que superintende a área do trabalho deverá responder ao requerimento referido no número anterior no prazo máximo de 7 (sete) dias úteis a contar da data da respectiva apresentação.
6. A contratação de cidadãos estrangeiros ao abrigo de qualquer dos regimes de contratação previstos nos n.os 1, 2 e 4 deste artigo ou de qualquer outra legislação aplicável estará sujeita ao pagamento de uma taxa única em montante igual a 5 (cinco) vezes o salário mínimo mensal em vigor para o sector da indústria de extracção mineira.
7. Sempre que, nos termos do Decreto n.º 63/2011, de 7 de Dezembro, ou qualquer outra legislação, for necessário apresentar à autoridade pública competente uma descrição das qualificações académicas e profissionais de um cidadão estrangeiro contratado para o Projecto da Bacia do Rovuma, tal descrição revestirá a forma de um certificado de habilitações, ou técnico-profissional traduzido e devidamente autenticadas, e uma declaração da entidade empregadora, Concessionária ou Entidade de Objecto Específico relevante estabelecida em Moçambique, conforme aplicável, que comprove a legitimidade da documentação apresentada. Podendo a autoridade pública, em caso de dúvida justificada, solicitar informação adicional por escrito.
8. A entrada, permanência e saída da República de Moçambique de trabalhadores estrangeiros para o Projecto da Bacia do Rovuma, contratados ao abrigo dos regimes de contratação previstos nos n.os 1, 2 e 4 deste artigo, serão feitas com base em vistos de negócios que permitam múltiplas entradas e uma estadia com a duração de 90 (noventa) dias, consecutivos ou intercalados. Sem prejuízo das modalidades previstas neste artigo poderá ser criado um Visto de Entrada adequado à indústria.
9. Os vistos de negócios serão emitidos pelos serviços de imigração competentes, nos serviços consulares com competência no país de origem ou proveniência do cidadão estrangeiro ou após a sua chegada a Moçambique, mediante o preenchimento de um formulário específico para o efeito e a apresentação dos seguintes documentos:
   a) passaporte ou documento de identificação equivalente considerado válido em Moçambique; e
   b) requerimento assinado por qualquer empregador previsto no n.º 4 do artigo 2 do presente Decreto-Lei.
10. Os trabalhadores estrangeiros contratados para o Projecto da Bacia do Rovuma ao abrigo dos regimes de contratação previstos nos n.os 1 e 4 deste artigo que necessitem de obter um documento de identificação de residente estrangeiro (DIRE) nos termos da lei, poderão instruir o respectivo pedido com base no visto de negócios que permitiu a sua entrada no País e na

subsequente comunicação ou autorização de trabalho previstas nos n.os 1 e 4 deste artigo, conforme aplicável.
11. A emissão de vistos de negócios encontra-se sujeita ao pagamento único da taxa geral em vigor no País.

Artigo 21
(Regras Laborais)

1. As pessoas indicadas no n.º 4 do artigo 2 do presente diploma, poderão utilizar e renovar, uma ou mais vezes, contratos de trabalho a prazo certo e incerto durante a fase de construção de cada Empreendimento da Bacia do Rovuma.
2. Os limites dos períodos normais de trabalho aplicáveis às actividades laborais desenvolvidas ao abrigo do Projecto da Bacia do Rovuma, incluindo os referentes a turnos nocturnos, são os previstos no presente Decreto-Lei.
3. As pessoas indicadas no n.º 4 do artigo 2 do presente Decreto-Lei têm o direito de determinar a realização de trabalho extraordinário ou excepcional que seja considerado necessário ou devidamente justificado ou por motivo de força maior no âmbito do Projecto da Bacia do Rovuma.
4. Às pessoas indicadas no n.º 4 do artigo 2 do presente Decreto-Lei será aplicado o regime do horário de trabalho de 12 (doze) horas por dia, como período normal de laboração contínua, exceptuando os serviços administrativos.
5. O horário de trabalho de 12 (doze) horas por dia previsto no número anterior deve respeitar um período de descanso compensatório, incluindo férias, a ser estabelecido no contrato de trabalho.
6. Poderão ser implementados períodos de trabalho com base em distintos regimes de rotação, sem observância de quaisquer dias de descanso obrigatórios, mas seguidos de períodos de descanso compensatórios e adequados, a determinar pela entidade empregadora em conformidade com as necessidades operacionais e de continuidade e observando as melhores práticas internacionais do sector.
7. Poderão ser implementadas outras práticas laborais necessárias para o Projecto da Bacia do Rovuma, na medida em que as mesmas cumpram a todo o momento, com a lei moçambicana, os usos e costumes internacionais de trabalho deste tipo de indústria e os requisitos sociais, de saúde e de segurança que os Financiadores do Projecto da Bacia do Rovuma possam determinar.

CAPÍTULO VII
Disposições diversas

Artigo 22
(Registos Contabilísticos)

1. As Concessionárias e as Entidades de Objecto Específico deverão manter livros, elaborar contas e demonstrações financeiras para efeitos legais e fiscais de Moçambique, em língua portuguesa e inglesa, e de submeter às

autoridades competentes todas as declarações, formulários e relatórios exigidos pela legislação aplicável em dólares norte-americanos.
2. Todos os pagamentos ao Estado moçambicano, exceptuando impostos, serão efectuados em dólares norte-americanos, salvo se as Concessionárias, as Entidades de Objecto Específico e o Governo convencionarem de modo diverso.
3. Os montantes recebidos, assim como os custos e despesas pagos em moeda nacional serão convertidos em dólares norte-americanos com base na taxa de câmbio de compra e venda dessas moedas publicada pelo Banco de Moçambique ou em conformidade com a legislação em vigor à data da transacção.

Artigo 23
(Seguros e Resseguros)

1. A contratação de seguros fora da República de Moçambique está sujeita a prévia comunicação ao Instituto de Supervisão de Seguros de Moçambique, com a antecedência mínima de 10 (dez) dias úteis relativamente à data de contratação do seguro em causa, devendo a referida comunicação ser instruída com os seguintes documentos: i) prova de recusa da subscrição do risco por, pelo menos, 3 (três) seguradoras licenciadas para operar em Moçambique, com capacidade financeira para aceitar riscos elevados, ou prova da falta de resposta de tais seguradoras no prazo de 7 (sete) dias a contar da data do respectivo pedido de subscrição, na forma de declaração da entidade que pretende contratar o seguro; e ii) informação relativa à seguradora estrangeira que será contratada, o valor da cobertura e principais condições da apólice.
2. Sem prejuízo do disposto no número anterior ou convenção em contrário, as pessoas indicadas no n.º 4 do artigo 2 do presente Decreto-Lei poderão, sem prejuízo de homologação posterior, contratar seguros e resseguros junto de seguradoras estrangeiras ou sedeadas fora da República de Moçambique sem terem que obter qualquer aprovação prévia ou oposição da entidade de supervisão dos seguros ou de qualquer outra entidade pública moçambicana.
3. As pessoas indicadas no número anterior poderão, discricionariamente, disponibilizar ou recorrer a:

a) auto-seguro (*self-insurance*) ou não-seguro (*non-insurance*), em cujo caso essa pessoa ou qualquer uma das suas empresas afiliadas suporta os riscos e nenhum prémio é cobrado;
b) seguro cativo (*captive insurance*), ou seja seguro através de uma empresa seguradora totalmente detida por essa pessoa ou qualquer uma das suas empresas afiliadas, mediante autorização da entidade de supervisão de seguros;
c) seguro relativo às Infraestruturas do Projecto da Bacia do Rovuma, observando-se o disposto no n.º 1 deste artigo, incluindo em regime de *frontingem*, devendo a respectiva apólice ser emitida por uma seguradora habilitada ao exercício da actividade seguradora em

Moçambique, devendo a entidade competente comunicar no prazo de 24 (vinte e quatro) horas, sobre a referida contratação.

4. As pessoas indicadas no n.º 2 deste artigo devem contratar junto de seguradoras habilitadas ao exercício da actividade seguradora em Moçambique, seguros de responsabilidade civil automóvel contra terceiros, seguros de acidentes de trabalho e doenças profissionais e qualquer outro seguro obrigatório por lei, que seja de aplicação geral e não específico das operações petrolíferas.

5. Excepto em relação ao resseguro, ao auto-seguro (*self-insurance*), não seguro (*non insurance*), ao seguro cativo, ao seguro relativo às operações petrolíferas, às actividades de construção e às Infraestruturas do Projecto da Bacia da Rovuma, as pessoas indicadas no n.º 2 deste artigo devem dar preferência às seguradoras moçambicanas relativamente a todos os outros seguros quando:

a) os instrumentos de seguro ou de *fronting* disponibilizados pelas seguradoras habilitadas ao exercício da actividade seguradora em Moçambique sejam comparáveis aos padrões internacionais de seguros em termos de:
   i) tipos de cobertura;
   ii) termos e condições de tais coberturas;
   iii) solidez financeira da seguradora;
   iv) capacidade de gestão de sinistros; e
   v) capacidade de subscrição.
b) tais instrumentos de seguro ou de *fronting* disponibilizados pelas seguradoras habilitadas ao exercício da actividade seguradora em Moçambique possam ser colocados a preços que não sejam superiores em mais de 10% (dez por cento) do preço, incluindo impostos e taxas conexas, das coberturas de seguros comparáveis disponíveis nos mercados de seguros internacionais.

6. Caso qualquer tipo de cobertura de seguro necessária para o Projecto da Bacia do Rovuma não possa ser obtida na modalidade de *fronting*, junto de uma seguradora autorizada a exercer actividade na República de Moçambique nos termos supra indicados, as pessoas indicadas no n.º 2 deste artigo têm direito de obter tal seguro junto de seguradoras e/ou mercados internacionais de seguros, sem prejuízo do disposto no n.º 1 deste artigo.

Artigo 24
(Concorrência)

1. Tendo sobretudo em conta a importância da pesquisa e exploração do gás natural para a economia nacional, bem como, ao facto do Projecto da Bacia do Rovuma representar um investimento de grande dimensão pioneiro no sector, é de interesse nacional e dos consumidores que seja aplicada ao Projecto da Bacia do Rovuma a protecção específica prevista na alínea d) do artigo 4 da Lei n.º 10/2013, de 11 de Abril.

2. Como consequência, as disposições legais constantes da Lei n.º 10/2013, de 11 de Abril e quaisquer outras normas em matéria de

concorrência não serão aplicáveis a quaisquer contratos ou actividades realizadas pelas entidades listadas no n.º 4 do artigo 2 do presente diploma.

Artigo 25
(Resolução de Litígios)

1. Sem prejuízo das normas específicas estabelecidas nos contratos de concessão de pesquisa e produção, quaisquer litígios emergentes ou relacionados com qualquer matéria regulada pelo presente diploma serão resolvidos pela lei moçambicana 2. Sem prejuízo das normas específicas previstas nos contratos de concessão de pesquisa e produção, o recurso a arbitragem internacional deverá ocorrer se as partes não conseguirem resolver o litígio de forma amigável no prazo máximo de 90 (noventa) dias.
3. Em caso de litígio abrangido pelo n.º 2 deste artigo, as regras aplicáveis aos procedimentos de arbitragem, incluindo a constituição e funcionamento do tribunal arbitral, são as constantes das disposições de arbitragem dos Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção que se encontram em vigor na presente data, sem prejuízo da possibilidade da alteração dessas regras por acordo das partes.
4. Sem prejuízo do regime de arbitragem internacional necessária previsto neste artigo, a ENH ou qualquer outra empresa pública está autorizada a celebrar convenções de arbitragem internacional com vista à resolução de quaisquer litígios emergentes de quaisquer contratos de concessão ou acordos relativos ao Projecto da Bacia do Rovuma, em conformidade com os termos dos procedimentos de resolução de litígios estabelecidos nos contratos relevantes.

Artigo 26
(Estabilidade Legal e Fiscal)

1. As Concessionárias e as Entidades de Objecto Específico constituídas para o Projecto da Bacia do Rovuma beneficiarão do regime de estabilidade legal e fiscal estabelecido neste artigo.
2. A República de Moçambique garante a estabilidade legal e fiscal durante a vigência de cada Empreendimento da Bacia do Rovuma, excepto no caso da entrada em vigor de novas leis ou regulamentos ou alterações dos instrumentos legais em vigor que determinem ou induzam a taxas de natureza menor que resultem num encargo de valor anual agregado não superior a USD 5.000.000,00 (cinco milhões de dólares norte-americanos), bem como a novas leis ou regulamentos ou a alterações a leis e regulamentos vigentes em matérias de saúde, segurança e ambiente ou de medidas adoptadas por motivos de segurança nacional para assegurar o abastecimento de energia durante uma situação declarada de emergência nacional ou de insurreição civil, entanto que tais leis, regulamentos ou medidas sejam de aplicação geral e sejam consistentes com os padrões internacionais.
3. Verificando-se a aprovação de uma nova lei, regulamento ou acto administrativo ou a alteração de uma lei, regulamento ou acto

administrativo em vigor, incluindo qualquer alteração e/ou imposição de novos impostos, tributos, direitos aduaneiros, taxas, imposições ou encargos de qualquer outra natureza, que afecte adversamente os benefícios económicos das pessoas indicadas no n.º 1 do artigo 26 do presente diploma em relação a qualquer Empreendimento da Bacia do Rovuma, o Governo restituirá a essas pessoas os benefícios económicos que teriam ou receberiam se as alterações acima descritas não se tivessem verificado.

4. Para o efeito do disposto no número anterior, as partes acordarão, no prazo de 90 (noventa) dias, as medidas necessárias através das quais o Governo irá repor os benefícios económicos, podendo ser por via de acto suspensivo ou por via do ajustamento da quota de petróleo – lucro.

5. Se as partes não chegarem a acordo, no prazo de 90 dias, deverão submeter, no prazo de 30 (trinta) dias subsequentes, a questão a um perito internacional independente, a ser designado pelo Centro de Peritagem da Câmara de Comércio Internacional (CCI), o qual administrará os procedimentos de peritagem em conformidade com as Regras de Peritagem da CCI.

O perito deverá tomar a sua decisão no prazo de 90 (noventa) dias a contar da data da sua designação.

13. A decisão do perito é vinculativa para as partes desde a data da aprovação ou alteração relevante, sem prejuízo de qualquer uma das partes efectuar uma notificação para submeter um litígio relativo a matéria em disputa à arbitragem, no prazo de 30 (trinta) dias a contar da recepção de tal decisão.

Caso não seja tomada uma decisão pelo perito da CCI no prazo de 90 (noventa) dias acima referido, ou se qualquer uma das partes efectuar uma notificação de arbitragem conforme previsto acima, a questão deve ser considerada como um litígio para os efeitos do disposto no artigo 25 do presente Decreto-Lei.

Tal arbitragem constituirá um novo julgamento integral (arbitragem de novo), da matéria em questão.

7. A partir da data da decisão do perito designado e até que tenha sido entregue uma decisão arbitral, as partes implementarão a decisão do perito.

8. As partes, num período não superior a 90 dias a contar desde a data de entrega da decisão arbitral, a qual é final e vinculativa nos termos do Direito Internacional, implementarão as medidas estabelecidas na decisão arbitral, as quais serão aplicáveis desde a data da aprovação ou alteração em causa.

9. Caso as medidas necessárias através das quais o Governo restituirá os benefícios económicos às pessoas elencadas no n.º 1 deste artigo incluam o uso do petróleo-lucro do Governo, para os efeitos de ajustamento do petróleo-lucro, considerar-se-á que os efeitos adversos suportados por qualquer Entidade de Objecto Específico foram-no pelas Concessionárias no âmbito do Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção relevante na proporção dos respectivos interesses participativos.

10. O Governo e as Concessionárias no âmbito de cada Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção deverão reunir-se no 10.º (décimo) e no 20.º (vigésimo) ano contados da data de expedição do primeiro carregamento de GNL, nos termos estabelecidos para cada Empreendimento da Bacia do Rovuma, por forma a acordar quaisquer alterações que se mostrem necessárias às disposições de estabilidade sem afectar os pressupostos de viabilidade e de rentabilidade do mesmo.
Se as partes não chegarem a acordo no prazo de 90 (noventa) dias, as Concessionárias pagarão, com efeito a partir do 10.º (décimo) ano, contados da data de expedição do primeiro carregamento de GNL ao abrigo de cada Empreendimento da Bacia do Rovuma, 4% (quatro por cento) de Imposto sobre a Produção de Petróleo, relativamente aos 10 (dez) anos seguintes de operações petrolíferas com relação a tal Empreendimento da Bacia do Rovuma.
A partir do 20.º (vigésimo) ano da data de expedição do primeiro carregamento de GNL, as Concessionárias pagarão 6% (seis por cento) de Imposto sobre a Produção de Petróleo relativamente ao período remanescente do Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção relevante com relação a tal Empreendimento da Bacia do Rovuma.
11. No caso de se verificar a alteração de uma lei, regulamento ou acto administrativo, incluíndo qualquer alteração de impostos, tributos, direitos aduaneiros, taxas, imposições ou encargos de qualquer outra natureza que resulte numa redução da taxa aplicável do imposto sobre o rendimento das pessoas colectivas ou quaisquer outros impostos que incidam sobre qualquer uma das pessoas indicadas no n.º 1 deste artigo, tais pessoas não devem beneficiar de tal redução, devendo a taxa vigente na data efectiva do presente Decreto-Lei continuar a ser aplicada.
12. O acima disposto não será aplicável em relação a quaisquer benefícios fiscais a conceder para o Projecto da Bacia do Rovuma, nos casos em que o Governo, nos termos do seu poder discricionário, assim o determinar.

Artigo 27
(Entrada em vigor)

O presente Decreto-Lei entra em vigor na data da sua publicação.
Aprovado pelo Conselho de Ministros, aos 25 de Novembro de 2014.
Publique-se.
O Presidente da República, Armando Emílio Guebuza.

ANEXO A
Glossário

"Acordo Governamental" significa um acordo, conforme venha a ser alterado, celebrado ao abrigo 34 dos Contratos de Concessão para Pesquisa e Prospecção e do presente Decreto-Lei pelas Concessionárias, quaisquer Entidades de Objecto Específico e o Governo relativamente às actividades de *midstream* relacionadas com um ou mais Empreendimentos da Bacia do

Rovuma, o qual não poderá conter condições menos favoráveis do que as previstas nos Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção.

"Área do Terminal Marítimo de GNL" significa a área terrestre e marítima onde se localizará o Terminal Marítimo de GNL, bem como as áreas marítimas e costeiras conexas que serão usadas para as operações petrolíferas no âmbito do Projecto da Bacia do Rovuma e os canais marítimos e áreas de entrada e saída do tráfego marítimo conexo, conforme indicadas nos mapas constantes dos Anexos C e D e com as coordenadas descritas nos mesmos, bem como qualquer outra área terrestre e marítima em Moçambique posteriormente acordada com o Governo.

"**Capacidade Disponível**" significa capacidade excedentária nas Infra-estruturas do Projecto da Bacia da Rovuma existentes, em relação à pessoa que implemente um Empreendimento da Bacia do Rovuma e que seja proprietária da Infraestrutura do Projecto da Bacia da Rovuma.

"**Contratos de Cobertura de Risco**" significa qualquer contrato de cobertura de risco ou outros contratos derivados relativos a taxas de juros, câmbios ou preços de matérias-primas.

"**Empreendimento da Bacia do Rovuma**" significa as actividades, seja em terra ou no mar, a realizar conjunta ou separadamente pela Área 1 e/ou pela Área 4 da Bacia do Rovuma, as quais colectivamente constituem o Projecto da Bacia do Rovuma.

"**Entidade de Objecto Específico**" significa qualquer entidade que tenha um objecto específico, incluindo qualquer seu sucessor ou cessionário, aprovada nos termos do artigo 4 do presente Decreto-Lei e constituída directa ou indirectamente por qualquer uma das Concessionárias ou pelos seus sócios ou accionistas, por qualquer uma das suas empresas afiliadas ou por um dos seus sócios ou accionistas, para efeitos do Projecto da Bacia do Rovuma, bem como a Rovuma Basin LNG Land, Lda.

"**Financiamento**" significa qualquer financiamento por contracção de dívida, refinanciamento ou financiamento adicional da dívida, por meio de crédito, empréstimo, sub-empréstimo (on-loan), garantia, Contrato de Cobertura de Risco ou qualquer outro meio, concedido por um ou mais Financiadores a qualquer Concessionária ou a qualquer Entidade de Objecto Específico, utilizado para financiar, reembolsar ou refinanciar a totalidade ou parte dos custos e despesas relacionados com qualquer Empreendimento da Bacia do Rovuma."

Financiador" significa qualquer entidade:

i) que efectue adiantamento de fundos, incluindo através da compra de valores mobiliários ou créditos, que preste garantias ou realize outras actividades relacionadas com a prestação ou gestão de um Financiamento, incluindo a organização, subscrição ou participação em tal Financiamento, que celebre Contratos de Cobertura de Risco ou que preste apoio de agência de crédito à exportação, seja sob a forma de seguro, garantias ou outra; ou

ii) que actue na qualidade de mandatária ou fiduciária de qualquer pessoa que exerça alguma das actividades descritas na alínea

anterior, que detenha ou execute garantias ou que de outra forma faça valer os direitos de tal pessoa.

"**GNL**" significa Gás Natural previamente processado, em estado líquido abaixo do seu ponto de ebulição à pressão atmosférica ou nesse ponto.

"**INAMAR**" significa o Instituto Nacional da Marinha.

"**ISPC**" significa Código Internacional para a protecção de navios e instalações.

"**Infra-estruturas do Projecto da Bacia do Rovuma**" significa instalações em terra e no mar e equipamentos relacionados, incluindo poços, unidades (*trains*) de GNL, instalações de GNL flutuantes, cais dedicados de GNL, docas multiusos, instalações de descarregamento de materiais, infra-estruturas e equipamentos de subsuperfície e submarinos, filtros (*manifolds*), condutas (*flowlines*), tubagens para transporte (*risers*), tubagens de ligação (*trunklines*), instalações de produção marítimas para processamento, re-injecção e compressão e base para construção de equipamentos, linhas colectoras, instalações de operações marítimas e tanques de armazenamento relacionados com operações petrolíferas para uso com relação ao Projecto terra partilhadas entre a Área 1 e a Área 4 para o Projecto da Bacia do Rovuma, bem como quaisquer modificações, expansões ou optimizações das mesmas.

"**MARPOL 73/78**" significa a Convenção Internacional para a prevenção de poluição por Navios. Esta Convenção foi aprovada em 1973 e alterada em 1978.

"**OPRC 90**" significa a Convenção Internacional sobre a Prevenção, Cooperação e Resposta no Combate a Poluição.

"**Pessoa Moçambicana**" significa qualquer pessoa jurídica constituída e registada ao abrigo da lei moçambicana, com sede em Moçambique, cujo capital social seja controlado ou detido em mais de 51% (cinquenta e um por cento) por cidadãos moçambicanos ou por sociedades ou instituições moçambicanas públicas ou privadas.

"**Primeira Fase do Projecto da Bacia do Rovuma**" significa a construção e entrada em funcionamento de duas unidades (trains) de GNL para a Área 1 e duas unidades (*trains*) de GNL para a Área 4, bem como as respectivas infra-estruturas conexas.

"**Projecto da Bacia do Rovuma**" significa o projecto relativo à concepção, construção, instalação, titularidade, financiamento, operação, manutenção e uso das Infra-estruturas do Projecto da Bacia do Rovuma necessárias à extracção, processamento, liquefacção, armazenamento, transporte, entrega e venda de petróleo partir de depósitos de petróleo de uma ou mais descobertas na Área 1 e/ou na Área 4 na Bacia do Rovuma.

"**Subcontratado Principal**" significa cada empreiteiro contratado para serviços de engenharia, de fornecimento de bens ou serviços e de construção e qualquer outro subcontratado que celebre com uma Concessionária ou com uma Entidade de Objecto Específico um contrato principal, conforme definido no número 10 do artigo 10 do presente Decreto-Lei.

"**SOLAS**" significa Convenção Internacional sobre a Salva-guarda da Vida Humana no Mar.
"**STWC**" significa Convenção Internacional sobre as Normas de Formação, Certificação e Serviços de Quartos Marítimos.
"**Terminal Marítimo de GNL**" significa um terminal marítimo internacional de GNL e infra-estruturas e instalações conexas em Afungi, incluindo, designadamente, cais de carregamento de GNL e instalações de carregamento de condensado, equipamento de navegação e bóias em terra e no mar, uma doca multiusos, uma base de construção de equipamento de superfície, uma instalação de descarregamento de materiais, instalações de operações marítimas e tanques de armazenamento para uso dedicado com relação ao Projecto da Bacia do Rovuma, bem como qualquer outro terminal marítimo internacional de GNL e infra-estruturas e instalações conexas em Moçambique, conforme venham a ser posteriormente objecto de acordo com o Governo, excluindo especificamente uma instalação de descarregamento de materiais (*materials offloading facility*), a qual será objecto de uma concessão autónoma conforme previsto no artigo 12 do presente Decreto-Lei.

ANEXO B
Requisitos do Plano de Desenvolvimento

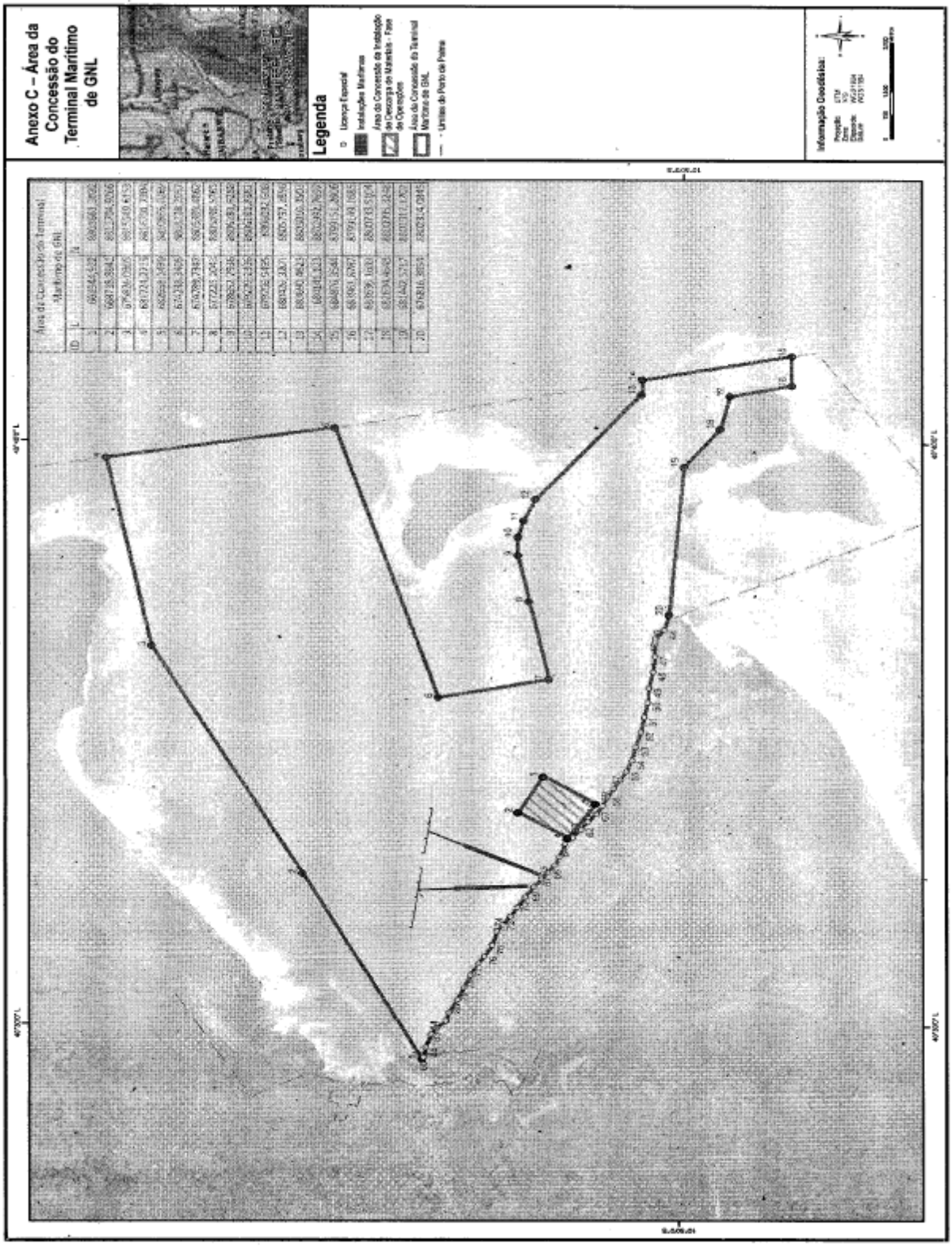
O Plano de Desenvolvimento deve incluir os seguintes aspectos:

a) A descrição da estratégia e do modelo de desenvolvimento, bem como dos critérios para as opções efectuadas, descrição de eventuais fases de desenvolvimento subsequentes, ligações com outros campos e, se necessário, a forma de coordenação com outras operações petrolíferas;
b) A descrição de aspectos geológicos e de engenharia do reservatório, em especial no que se refere à análise e avaliações detalhadas das estruturas e considerações geológicas, da engenharia do reservatório e da engenharia de produção que constituem a base para a escolha do sistema de produção;
c) A descrição de eventuais actividades adicionais de pesquisa previstas;
d) O programa de produção previsto e estudos sobre a regularidade de produção e de transporte, incluindo uma avaliação do impacto das ligações a instalações e campos existentes ou planeados;
e) Alocação de volumes de gás natural ao mercado doméstico para a implementação de projectos;
f) A situação das licenças para o uso e aproveitamento de áreas em terra e autorizações para a realização de operações petrolíferas em terra e no mar ao abrigo da legislação em vigor;
g) A descrição técnica das instalações e equipamento a utilizar, incluindo o número e o tipo de poços, de equipamento de produção, de processamento, utilização de Petróleo como combustível no local de produção, injecção de gás e água, medição e armazenagem, oleodutos ou gasodutos entre várias instalações, incluindo o sistema

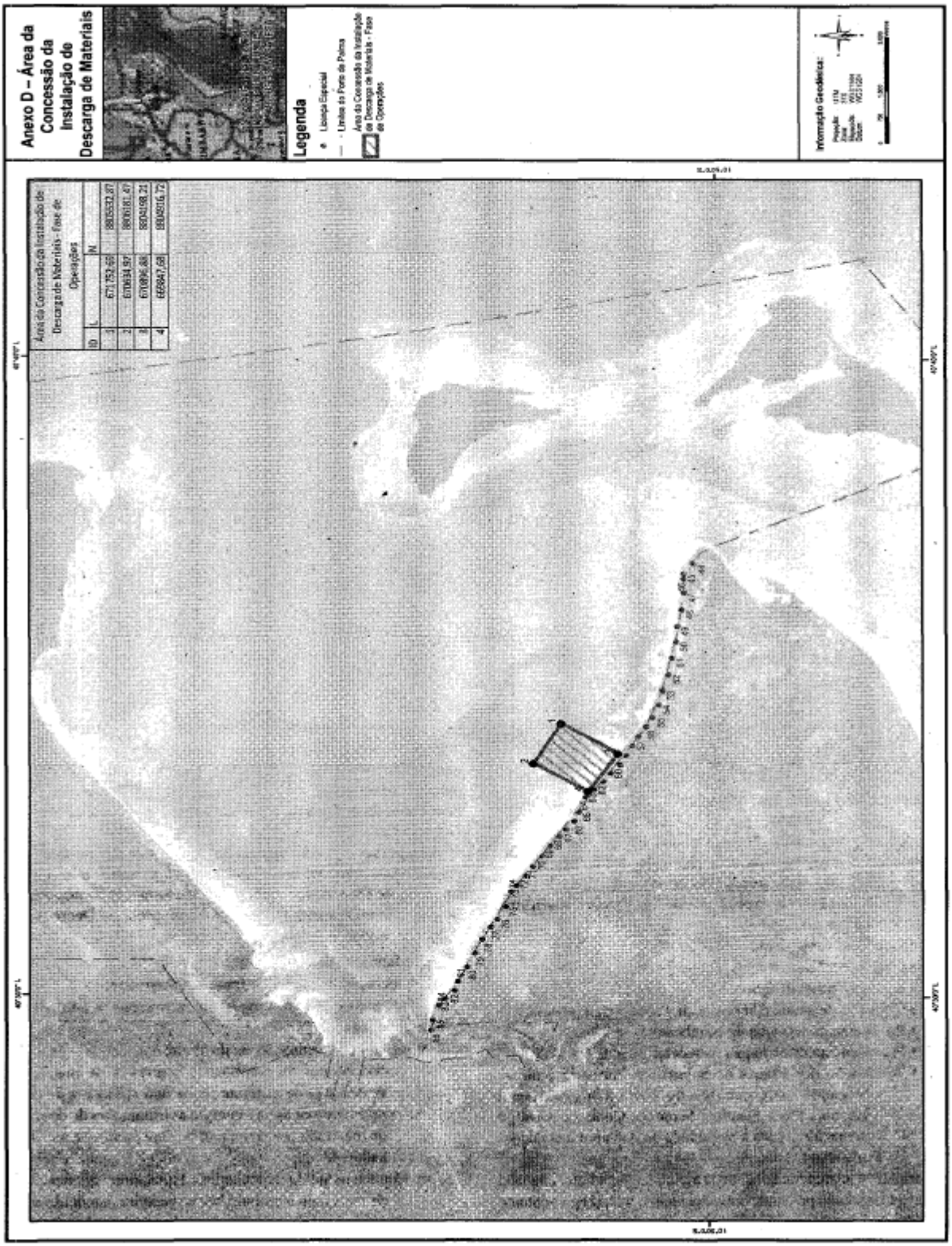
de transporte para os compradores, armazenagem ou infraestruturas de carregamento, bem como soluções técnicas para prevenir e diminuir a queima de gás natural e descargas ou emissões perigosas para o ambiente;

h) A lista dos padrões de qualidade a utilizar;
i) Informação sobre os sistemas de gestão, incluindo informação sobre planeamento, organização e implementação do desenvolvimento;
j) A descrição geral do sistema de segurança e seus objectivos, bem como a avaliação da segurança e ambiente de trabalho que fundamenta a opção por determinado conceito de desenvolvimento, incluindo uma descrição de medidas técnicas de emergências;
k) A avaliação do impacto ambiental;
l) Uma síntese das regras e procedimentos a adoptar na implementação, operação e manutenção;
m) Informação sobre avaliações e análises económicas do projecto que fundamentam a opção por determinado conceito de desenvolvimento e estimativas de custos de investimento, operacionais e de desmobilização, incluindo uma descrição da forma de financiamento do projecto;
n) A descrição do eventual modelo comercial e financeiro escolhido para o desenvolvimento do projecto;
o) Informação sobre o encerramento e abandono das instalações e medidas propostas para assegurar o seu financiamento;
p) Um programa de implementação do desenvolvimento; e
q) Um programa de actividades, projectos de responsabilidade, de desenvolvimento e sustentabilidade social, de acordo com o previsto no artigo 7 do presente diploma.

ANEXO C
Mapa da Área da Concessão do Terminal Marítimo de GNL



ANEXO D
Mapa da Área da Concessão da Instalação de Descarga de Materiais



ANEXO E
Serviços de Autoridade Portuária

O Estado exerce a sua autoridade portuária na área de concessão sobre os seguintes serviços:

- Aprovação do Regulamento do Porto;
- Cobrança de taxas ou tarifas portuárias, de acordo com os melhores padrões portuários internacionalmente praticados;
- Controlo e fiscalização de actividades portuárias por uma entidade independente, nomeada pelo Governo para o efeito:
  - o Coordenar com outras instituições as acções de prevenção e combate à poluição marinha por hidrocarbonetos;
  - o Dirigir a implementação do Plano Nacional de Combate à Poluição Marinha por Hidrocarbonetos;
  - o Assegurar a aplicação dos planos de contingência dos navios, portos e terminais petrolíferos, no âmbito da Convenção OPRC 90;
  - o Propor acções de inspecção e auditoria a determinados empreendimentos e actividades susceptíveis de poluir ou causar danos ambientais;
  - o Inspeccionar o equipamento de prevenção de poluição das empresas petrolíferas;
  - o Inspeccionar navios, plataformas offshore e instalações de recepção de resíduos oleosos e outros resíduos produzidos a bordo, no âmbito da convenção Marpol 73/78;
  - o Coordenar as acções de busca e salvamento marítimo;
  - o Inspecção e certificação de navios e plataformas no âmbito da convenção SOLAS/MARPOL;
  - o Inspecção e certificação de portos no âmbito do código ISPS; e
  - o Certificação de marítimos no âmbito da Convenção STCW.
- Publicação de documentos de navegação: cartas, tabelas de marés e avisos à navegação;
- Levantamentos hidrográficos específicos e gerais e estudos oceanográficos;
- Licenciamento e exploração de sistemas de telecomunicações de tráfego marítimo;
- Licenciamento e exploração de instalações marítimas específicas;
- Controlo migratório;
- Controlo aduaneiro;
- Controlo fitossanitário;
- Controlo de saúde e serviços de saúde e emergência;
- Providenciar serviços de bombeiros;
- Providenciar informação meteorológica; e
- Aprovação dos Planos de Segurança Portuária e outras obrigações decorrentes do ISPS (*International Ship and Port Facility Security* Code ou Código Internacional para a Segurança de Navios e Instalações Portuárias).

Durante a construção e operação, o papel de capitão do porto é delegado pela autoridade portuária a um representante das Concessionárias ou das Entidades de Objecto Específico, conforme aplicável.

ANEXO F
Outros Serviços a Prestar Pela PCD ou Sob o Controlo da Entidade de Objecto Específico

I. Serviços Marítimos

Durante o período de construção do Terminal Marítimo do GNL, e da Primeira Fase do Projecto da Bacia do Rovuma, os serviços arrolados neste anexo serão da responsabilidade das Concessionárias.

Após o período referido no parágrafo anterior, os seguintes serviços marítimos, serão prestados pela PCD ou por uma entidade por esta contratada:

- Dragagem dos canais de acesso e áreas de atracação de acesso ao Terminal Marítimo do GNL, e da instalação de descarga de materiais (*materials offloading facility*);
- Sondagens periódicas dos canais, das áreas de manobra e dos cais;
- Entrada de navios ao porto;
- Estadia de navios no porto, na franquia e no cais;
- Pilotagem, usando lanchas ou helicópteros;
- Amarração e desamarração de navios, nas atracações e desatracações;
- Fornecimento e operação de rebocadores aos navios de GNL e aos navios na instalação de descarga de materiais (*materials offloading facility*);
- Fornecimento e exploração de instalações de serviços marítimos de apoio aos rebocadores de GNL;
- Prestação e exploração de pequenos serviços associados ao porto/ apoio a embarcações/ amarração;
- Fornecimento e exploração de instalações de serviços marítimos de apoio a pequenas embarcações de serviço associado ao porto; e
- Coordenação com o operador do heliporto a respeito das operações dos navios.

II. Serviços em Terra na Instalação de Descarga de Materiais (*Materials Offloading Facility)*
Os serviços arrolados abaixo, não sendo matéria ou responsabilidade da Autoridade Portuária, não deixam de ser essenciais para o Projecto da Bacia do Rovuma. Por isso, os mesmos serão sujeitos às regras de aquisição de bens e serviços, bem como da política de conteúdo local, constantes do presente Decreto-Lei.
As operações serão realizadas na instalação de descarga de materiais (*materials offloading facility*) sob o controlo da Entidade de Objecto Específico, que incluirá a PCD nos termos do disposto no número 4 do artigo 12 do presente Decreto-Lei, conforme segue:

- Manuseio de carga geral;
- Operação de grua e de transporte terrestre;
- Manuseio de materiais em armazéns a céu aberto e cobertos;
- Recolha e eliminação de resíduos;
- Fornecimento de combustíveis através da instalação de descarga de materiais (*materials offloading facility*);
- Fornecimento de água e energia às instalações de descarga de materiais (*materials offloading facility*) e aos utilizadores;
- Manutenção de instalações flutuantes de descarga de materiais incluindo bóias, pontões, ancoradouros;
- Manutenção de instalações fixas de descarga de materiais:
- Manutenção de estradas nas instalações de descarga de materiais, drenos, esgotos, vedações, instalações de iluminação, etc.;
- Manutenção de equipamentos de manuseamento – gruas, reboques, atrelados e similares;
- Serviços de resposta a emergências no litoral;
- Coordenação do tráfego da instalação de descarga de materiais (*materials offloading facility*); e
- Cobrança dos proveitos dos serviços prestados na instalação de descarga de materiais (*materials offloading facility*).

ANEXO G
LICENÇA ESPECIAL N.º __

Termos e Condições
Titular da Licença: [identificar a pessoa relevante que implemente um Empreendimento da Bacia do Rovuma]_____
Validade: Durante a totalidade do período durante o qual os instrumentos contratuais para os Empreendimentos da Bacia do Rovuma estejam em vigor, prorrogável nos termos da lei.
Finalidade: Concepção, construção, instalação, titularidade, financiamento, oneração, gestão, operação e uso de um Terminal Marítimo de GNL, de uma instalação de descarga

de materiais (*materials offloading facility*), bem como prestação de serviços de terminal marítimo, em conformidade com o previsto no Decreto-Lei [inserir referência do decreto-lei que reja o Projecto da Bacia do Rovuma].

Objecto: Conceder ao titular da licença a autorização necessária e os direitos para realizar as seguintes actividades:

a) conceber, construir, instalar, deter a titularidade, financiar, onerar, gerir, operar, controlar e regulamentar o acesso e uso de um Terminal Marítimo de GNL;

b) conceber, construir, instalar e financiar a instalação de descarga de materiais (*materials offloading facility*), bem como deter, gerir, operar, controlar e regular o acesso e uso da mesma até que as garantias de conclusão da construção (*construction completion guarantees*) estejam concluídas, altura em que a Entidade de Objecto Específico indicada no n.º 5 do artigo 12 do Decreto-Lei acima identificado, assumirá a titularidade, gestão, controlo, regulação do acesso e uso da instalação de descarga de materiais (*materials offloading facility*);

c) carregar, descarregar e arrefecer navios de GNL e gerir o tráfego de outras embarcações relacionadas com o Projecto da Bacia do Rovuma; e

d) prestar serviços de terminal marítimo, incluindo, designadamente, manuseamento de carga; armazenamento; fornecimento no mar e em terra de combustível, água e electricidade a embarcações (serviços de abastecimento ou de *bunkering*), movimentação de navios entre pontos da Área do Terminal Marítimo de GNL; serviços de arrefecimento para navios de GNL; e abastecimento de navios.

Registo da Licença: A realizar junto dos Serviços Nacionais de Registo, devendo qualquer alteração subsequente, incluindo a edificação de prédios e instalações na Área do Terminal Marítimo de GNL ou a transmissão ou oneração, ser devidamente averbada junto da supramencionada entidade.

Condições Especiais:

1. Esta licença terá o mesmo regime de duração, alteração, renovação e extinção de direitos e obrigações que o previsto nos instrumentos contratuais para o Projecto da Bacia do Rovuma conexos.
2. Com a transmissão dos instrumentos contratuais para o Projecto da Bacia do Rovuma conexos, esta licença será transferida para o novo beneficiário de tais instrumentos contratuais.
3. Os mapas detalhados descrevendo a Área do Terminal Marítimo de GNL, em Afungi, na Província do Cabo Delgado, constituem parte integrante desta licença.

A Entidade Licenciadora
Ministro da Agricultura Ministro dos Transportes e Comunicações

ANEXO H
Mapa da Zona de Protecção Parcial

ANEXO I
Formalidades de Contratação de Cidadãos Estrangeiros

I. As seguintes formalidades são aplicáveis para efeitos do n.º 1 do artigo 20 do presente Decreto-Lei:

1. Deve ser submetida uma comunicação à entidade que superintende a área laboral na província em que os cidadãos estrangeiros pretendem trabalhar, conjuntamente com os seguintes documentos:
   a) cópia do passaporte ou DIRE (Documento de Identificação de Residente Estrangeiro) do cidadão estrangeiro;
   b) cópia do contrato de trabalho ou documento que comprove a existência de uma relação contratual equivalente à relação de trabalho entre a pessoa coberta pelo presente Decreto-Lei e o cidadão estrangeiro ou grupo de cidadãos estrangeiros a contratar, contendo obrigatoriamente os seguintes elementos:
      i. identificação das partes;
      ii. funções ou actividades acordadas;
      iii. duração do contrato;

iv. remuneração e forma de pagamento; e
v. data de início e termo do contrato.

c) certidão de quitação a favor da pessoa responsável pela contratação dos cidadãos estrangeiros, emitida pela entidade que superintende a área da segurança social;

d) certidão de quitação a favor da pessoa responsável pela contratação dos cidadãos estrangeiros, emitida pela entidade que superintende a área das finanças; e

e) comprovativo de pagamento da taxa.

2. Os mandatários e os representantes legais da pessoa responsável pela contratação do cidadão estrangeiro, caso não tenha sido celebrado um contrato de trabalho, deverão apresentar a respectiva procuração, deliberação social ou documento equivalente através do qual lhes sejam conferidos os respectivos poderes de representação.

3. A comunicação deverá ser apresentada no prazo de 15 (quinze) dias após a data em que os cidadãos estrangeiros entrem no país.

II. As seguintes formalidades são aplicáveis para efeitos do n.º 2 do artigo 20 do presente Decreto-Lei:

2. A pessoa responsável pela contratação dos cidadãos estrangeiros deverá submeter uma comunicação prévia à entidade que superintende a área laboral na província em que os cidadãos estrangeiros deverão trabalhar contendo os seguintes elementos:

i. identificação dos trabalhadores estrangeiros;
ii. descrição sumária das suas qualificações académicas e profissionais;
iii. o fundamento da respectiva contratação;
iv. as actividades que deverão realizar; e
v. indicação das datas de início e termo das respectivas actividades.

III. As seguintes formalidades são aplicáveis para efeitos do n.º 4 do artigo 20 do presente Decreto-Lei:

1. Deverá ser submetido pela pessoa responsável pela contratação dos cidadãos estrangeiros um requerimento contendo:

i. a firma, sede e tipo de actividade da sociedade que apresenta o requerimento;
ii. a identidade do cidadão estrangeiro cuja contratação seja o objecto do requerimento, a respectiva categoria profissional e as tarefas ou funções a desempenhar; e
iii. a fundamentação do requerimento.

2. Os seguintes documentos deverão ser submetidos conjuntamente com o requerimento referido no número anterior:

i. cópia do passaporte ou DIRE do cidadão estrangeiro;
ii. cópia do contrato de trabalho ou documento que comprove a existência de uma relação contratual equivalente à relação de trabalho entre a pessoa coberta pelo presente Decreto-Lei e o cidadão estrangeiro ou grupo de cidadãos estrangeiros a contratar, contendo obrigatoriamente os seguintes elementos:
a) identificação das partes;
b) funções ou actividades acordadas;
c) duração do contrato;
d) remuneração e forma de pagamento; e
e) data de início e termo do contrato.
iii. certificado de habilitações literárias ou técnico-profissionais acompanhados de uma declaração da entidade empregadora;
iv. certidão de quitação emitida a favor da pessoa responsável pela contratação dos cidadãos estrangeiros pela entidade que superintende a área da segurança social;
v. certidão de quitação emitida a favor da pessoa responsável pela contratação dos cidadãos estrangeiros pela entidade que superintende a área das finanças; e
vi. comprovativo de pagamento da taxa.

5. DECRETO PRESIDENCIAL Nº 11/2015 DE 16 DE MARÇO, DEFINE AS COMPETÊNCIAS E ATRIBUIÇÕES DO MINISTÉRIO DOS RECURSOS MINERAIS E ENERGIA

Define as atribuições e competências do Ministério dos Recursos Minerais e Energia, criado pelo Decreto Presidencial n° 1/2015 de 16 de Janeiro, e revoga os Decretos Presidenciais n° 20/2005 e n° 21/2005, ambos de 31 de Março.

Havendo necessidade de definir as atribuições e competências do Ministério dos Recursos Minerais e Energia, criado pelo Decreto Presidencial n° 1/2015 de 16 de Janeiro, ao abrigo do disposto na alínea c) do n° 1 do artigo 160 da Constituição da República, e do n° 1 do artigo 46 da Lei n° 7/2012, de 8 de Fevereiro, o Presidente da República decreta:

Artigo 1
(Natureza)

O Ministério dos Recursos Minerais e Energia é o órgão central do aparelho do Estado que, de acordo com os princípios, objectivos e tarefas definidas pelo Governo, dirige e assegura a execução de política do Governo na investigação geológica, exploração dos recursos minerais e energéticos, e no desenvolvimento e expansão das infraestruturas de fornecimento de energia elétrica, gás natural e produtos petrolíferos.

Artigo 2
(Atribuições)

São atribuições do Ministério dos Recursos Minerais e Energia:

a) Elaboração de propostas e execução de políticas do sector dos Recursos Minerais e Energia;
b) Inventariação e gestão dos recursos minerais e energéticos do País;
c) Promoção de um quadro legal e institucional adequado ao desenvolvimento do sector;
d) Promoção e divulgação das potencialidades do sector de Recursos Minerais e Energia;
e) Promoção do desenvolvimento tecnológico com vista ao aproveitamento sustentável de recursos minerais e energéticos, a nível nacional;
f) Promoção da participação do sector privado no desenvolvimento e aproveitamento do potencial dos recursos minerais e energéticos e respetivas infraestruturas;
g) Promoção e controlo da actividade de prospecção e pesquisa geológica e aproveitamento racional e sustentável dos recursos minerais;
h) Inspecção e fiscalização das actividades do sector e o controlo da implementação das normas de segurança técnica, higiene e de protecção do meio ambiente;
i) Promoção e controlo da actividade de produção do petróleo e de desenvolvimento de infraestruturas de transporte e logística;
j) Promoção do desenvolvimento de infraestruturas de fornecimento de energia eléctrica;
k) Promoção de aumento de acesso aa energia nas suas diversas formas, com vista a estimular o crescimento e desenvolvimento económico e social do Pais;
l) Garantia de segurança de abastecimento e distribuição de produtos petrolíferos a nível nacional, com o particular destaque para a expansão da rede de distribuição às zonas rurais;
m) Promoção da diversificação da matriz energética e uso eficiente de energia, com vista a segurança e estabilidade energética;
n) Promoção do uso seguro e pacifico da energia atómica.

Artigo 3
(Competências)

Para a concretização das suas atribuições, compete ao Ministério dos Recursos Minerais e Energia:

a) Na área da geologia:
   i. Realizar o levantamento geológico sistemático no território nacional, incluindo no mar territorial e na Zona Económica Exclusiva, com vista ao conhecimento das potencialidades do País e a definição e selecção de áreas prospectivas prioritárias para a investigação geológica detalhada;
   ii. Realizar estudos geológicos com vista a apoiar a actividade mineira artesanal e de pequena escala;
   iii. Promover e impulsionar o investimento na prospecção e pesquisa geológica, com vista a descoberta de depósitos de interesse económico;
   iv. Realizar a investigação de recursos minerais na plataforma continental, como na Zona Económica Exclusiva e elaborar a respectiva cartografia geológica;
   v. Monitorar a actividade sísmica e geomagnética.
b) Na área de mineração:
   i. Promover e assegurar a pesquisa e exploração sustentável de recursos minerais;
   ii. Licenciar as actividades de exploração de recursos minerais;
   iii. Aprovar estudos e projectos de desenvolvimento de empreendimentos de exploração e uso dos recursos minerais;
   iv. Propor e controlar a implementação de regulamentos de normas gerais aplicáveis para a prospecção e pesquisa, produção, beneficiação, comercialização e exportação de produtos minerais;
   v. Designar áreas para a mineração artesanal e promover a exploração sustentável;
   vi. Actualizar o balanço das reservas minerais;
   vii. Promover a adição de valor aos produtos minerais no País;
c) Na área dos hidrocarbonetos e combustíveis:
   i. Promover a pesquisa e produção sustentável do petróleo e definir áreas prospectivas prioritárias;
   ii. Licenciar as operações e infraestruturas de petróleo e dos combustíveis;
   iii. Aprovar estudos e projectos de desenvolvimento de empreendimentos de exploração e produção de petróleo e infraestruturas de produção, armazenagem, distribuição, fornecimento e comercialização de gás natural e produtos petrolíferos;
   iv. Actualizar o balanco de reservas de petróleo e dos produtos petrolíferos;
   v. Promover o processamento, adição do valor de hidrocarbonetos e maximizar a sua utilização no País;
   vi. Promover o desenvolvimento sustentável, equilibrado e seguro de infraestruturas de produção, armazenagem, distribuição, fornecimento e comercialização de gás natural e produtos petrolíferas;
   vii. Promover a utilização racional dos produtos petrolíferos importados e a sua progressiva substituição por combustíveis produzidos localmente;
   viii. Assegurar a constituição e gestão de reservas estratégicas de produtos petrolíferos; e
   ix. Estabelecer mecanismos racionais de formulação e aplicação de preços de gás natural e dos produtos petrolíferos comercializados em território nacional.
d) Na área de energia eléctrica:
   i. Promover e assegurar o fornecimento de energia electrica com maior qualidade e fiabilidade;
   ii. Aprovar estudos e projectos de fornecimento de energia eléctrica;
   iii. Assegurar condições favoráveis ao investimento e desenvolvimento sustentável da indústria de fornecimento de energia eléctrica;

iv. Licenciar as actividades e infraestruturas, no âmbito da energia electrica;
v. Assegurar a eletrificação rural com prioridade para as zonas com potencial para o desenvolvimento de actividades económicas e de geração de rendimento.

e) Na área de energias novas e renováveis:
i. Propor um quadro legal para o desenvolvimento das energias novas e renováveis;
ii. Promover e intensificar a utilização de energias novas e renováveis, com vista a diversificação da matriz energética;
iii. Promover e incentivar o uso sustentável de energias novas e renováveis para o desenvolvimento rural;
iv. Aprovar estudos e projectos de desenvolvimento de empreendimentos de exploração e uso de energias novas e renováveis;
v. Licenciar as actividades e infraestruturas, no âmbito de energias novas e renováveis;
vi. Assegurar e manter actualizado o mapeamento das fontes de energias renováveis.

f) Na área da energia atómica;
i. Propor o quadro legal e garantir a protecção e segurança contra a exposição a radiações ionizantes e das fontes de radiação;
ii. Promover o uso seguro e pacifico da energia atómica;
iii. Coordenar, controlar e supervisionar as actividades no âmbito da utilização da ciência e tecnologia nuclear.

Artigo 4
(Estatuto Orgânico)

Compete ao Ministério dos Recursos Minerais e Energia submeter ao órgão competente a proposta do Estatuto Orgânico do Ministério, no prazo de sessenta dias, contados a partir da data da publicação do presente Decreto Presidencial.

Artigo 5
(Revogação)

São revogados os Decretos Presidenciais n° 20/2005 e 21/2005, ambos de 31 de Março.

Artigo 6
(Entrada em vigor)

O presente Decreto Presidencial entra em vigor na data da sua publicação.

Publique-se.
O Presidente da República, Filipe Jacinto Nyusi.

6. DECRETO Nº 84/2020 DE 18 DE SETEMBRO, QUE APROVA O REGULAMENTO DE LICENCIAMENTO DE INFRA-ESTRUTURAS E OPERAÇÕES PETROLÍFERAS

Decreto n.º 84/2020 de 18 de Setembro

Havendo necessidade de definir o regime jurídico, as modalidades, termos e condições para o licenciamento de infra-estruturas e operações petrolíferas, ao abrigo do artigo 27 da Lei n.º 21/2014, de 18 de Agosto, Lei dos Petróleos, o Conselho de Ministros decreta:

Artigo 1
É aprovado o Regulamento de Licenciamento de Infra-Estruturas e Operações Petrolíferas, anexo ao presente Decreto do qual faz parte integrante.

Artigo 2
Compete ao Ministro que superintende a área dos Petróleos aprovar normas adicionais necessárias à implementação do presente Decreto.

Artigo 3
O presente Decreto entra em vigor na data da sua publicação.
Aprovado pelo Conselho de Ministros, aos 18 de Agosto de 2020.

Publique-se.
O Primeiro-Ministro, Carlos Agostinho do Rosário.

Regulamento de Licenciamento de Infra-Estruturas e Operações Petrolíferas

CAPÍTULO I
Disposições Gerais

Artigo 1
(Definições)

1. As definições previstas na legislação de petróleo aplicam-se ao presente Regulamento.
2. O significado dos termos e expressões utilizados consta do glossário, anexo ao presente Regulamento.

Artigo 2
(Objecto)
O presente regulamento estabelece as regras e procedimentos para o licenciamento da construção, instalação, alteração, substituição, operação e Desmobilização de Infra-estruturas Petrolíferas, incluindo a Armazenagem e o exercício de Transporte por Meios Circulantes, assim como autorizações mediante registo.

Artigo 3
(Âmbito de Aplicação)

1. O presente regulamento aplica-se às infra-estruturas a ser instaladas pelas Concessionárias, Operadoras, suas contratadas e subcontratadas e outras pessoas colectivas, envolvidas nas Operações Petrolíferas em Território Nacional.
2. Exclui-se do âmbito do presente regulamento, o licenciamento e supervisão de actividades e instalações relacionadas com a recepção e transporte de petróleo bruto ou de outras matérias-primas destinadas à produção de produtos petrolíferos.

Artigo 4
(Obrigatoriedade de Licenciamento)

1. Estão sujeitas ao licenciamento nos termos do presente regulamento a construção, instalação, alteração, operação, desmobilização, de qualquer Infraestrutura utilizada para as Operações Petrolíferas, bem como poços de desenvolvimento, navios de perfuração, Produção, Armazenagem e o Transporte por Meios Circulantes.
2. As licenças no âmbito do presente regulamento, são atribuídas a pessoas colectivas envolvidas nas Operações Petrolíferas que garantam as precauções necessárias para a protecção ambiental, com vista a sua preservação.

Artigo 5
(Autorizações)

Estão sujeitas à autorização:

a) as Infra-estruturas Petrolíferas durante a fase de pesquisa;
b) a instalação e operação de Infra-estruturas Petrolíferas, que estejam em actividade permanente por um período de tempo inferior a cento e oitenta (180) dias;
c) a substituição de componentes de uma infra-estruturas;
d) transporte de Petróleo por meios circulantes.

Artigo 6
(Competências)

Compete ao Instituto Nacional de Petróleo:

a) assegurar o exercício das actividades relativas ao licenciamento ao abrigo do presente regulamento;
b) emitir licenças de instalação, de operação, desmobilização de Infra-estruturas Petrolíferas, de construção e operação de infra-estruturas de Armazenagem e de Transporte por Meios Circulantes;
c) registar as Infra-estruturas Petrolíferas;
d) gerir o cadastro centralizado de Infra-estruturas Petrolíferas;
e) suspender as licenças emitidas.

CAPÍTULO II
Licença de Instalação

Artigo 7
(Pedido de licença de instalação)

1. O pedido de Licença de Instalação de poços e outras Infra-estruturas Petrolíferas é apresentado pelo Operador e outras pessoas colectivas envolvidas nas Operações Petrolíferas, é dirigido ao Instituto Nacional de Petróleo, em formulário por este aprovado, e instruído com os seguintes documentos:
    a) identificação do requerente e seu Número Único de Identificação Tributária;
    b) memória descritiva e desenhos de projecto, bem como esquemas dos componentes do projecto;
    c) descrição da operação que pretende realizar e do local geográfico onde se pretende instalar a infraestrutura;
    d) referência de normas e padrões técnicos, bem como certificados dos fabricantes dos equipamentos a utilizar;
    e) lista de equipamentos e materiais a transportar;
    f) resumo de eventuais alternativas estudadas pelo requerente;
    g) descrição da tecnologia e padrões a utilizar em relação a segurança, saúde e ambiente;
    h) projecto de Construção, se for o caso
    i) licença ambiental;
    j) mapas de acesso aos locais, disposição física dos equipamentos e croqui de localização;

k) prova do contrato de seguro de responsabilidade civil que cubra os riscos decorrentes da sua actividade, acompanhados de um resumo do mesmo;
l) outra informação que for requerida pelo Instituto Nacional de Petróleo ou quaisquer outros elementos que o requerente considere relevantes para a apreciação do pedido.

2. Para os pedidos de instalação de tanques de Armazenagem, o requerente deve em especial:
   a) demonstrar a capacidade técnica e financeira para o exercício da actividade pretendida;
   b) provar a situação tributária regularizada mediante certidão emitida pela Autoridade Tributária da sede do requerente;
   c) apresentar mapas de acesso aos locais, e croqui de localização;
   d) apresentar planta topográfica do local da instalação, a escala mais conveniente;
   e) apresentar desenho em planta, alçados e cortes, a escala conveniente dos equipamentos a instalar;
   f) apresentar estudos de geologia e geofísica do local, se aplicável;
   g) apresentar as especificações de materiais e equipamentos;
   h) descrever as instalações auxiliares;
   i) apresentar autorizações emitidas pelas entidades que tutelam a área de obras públicas e ambiente;
   j) apresentar a prova do contrato de seguro de responsabilidade civil que cubra os riscos decorrentes da sua actividade, acompanhados de um resumo do mesmo.
3. Para os pedidos para o Transporte por Meios Circulantes, o requerente deve em especial:
   a) demonstrar a capacidade técnica e financeira para o exercício da actividade pretendida;
   b) provar a situação tributária regularizada mediante certidão emitida pela Autoridade Tributária da sede do requerente;
   c) apresentar autorizações emitidas pelas entidades que tutelam a área de transporte e ambiente;
   d) apresentar mapas com as principais rotas a serem utilizadas no processo de transporte;
   e) apresentar a prova d o contrato d e seguro de responsabilidade civil que cubra os riscos decorrentes da sua actividade, acompanhados de um resumo do mesmo.

Artigo 8
(Tramitação do pedido)

1. O Instituto Nacional de Petróleo deve, no prazo de dez (10) dias úteis, verificar se o pedido foi instruído com toda a informação exigida, e caso não tenha sido, proceder a notificação solicitando a prestação ou apresentação de informação ou elementos adicionais para a apreciação do mesmo, bem como o seu aditamento ou reformulação.
2. No caso de o requerente não apresentar os elementos e informações solicitadas pelo Instituto Nacional de Petróleo nos termos do número anterior no prazo fixado na notificação, o pedido será considerado liminarmente indeferido.
3. As cópias autenticadas de documentos extraídos de outras entidades responsáveis pelo licenciamento de actividades relacionadas, podem ser usados para efeitos de instrução do pedido de Licença de Instalação.

Artigo 9
(Consultas)

1. O Instituto Nacional de Petróleo deve, no prazo de trinta (30) dias úteis a contar da data de recepção do pedido ou da data de recepção dos elementos e informações

adicionais, referidos no número 1 do artigo anterior, instruir o pedido de licenciamento.

2. No processo de tramitação do pedido, o Instituto Nacional de Petróleo deve solicitar pareceres e envolver entidades que superintendem as seguintes áreas:
    a) Saúde;
    b) Ambiente;
    c) Trabalho;
    d) Mar, Águas Interiores e Pescas;
    e) Obras Públicas;
    f) Transportes;
    g) Bombeiros;
    h) Outras em razão da matéria.
3. Para efeitos do disposto no número anterior, o responsável de cada área referida no número anterior, designa o respectivo representante e o seu substituto.
4. Para efeitos do disposto no número 3 o requerente pode solicitar o parecer directamente à entidade competente, juntando-o no momento da submissão do pedido, considerando-se, deste modo, preenchida esta formalidade legal. 5. Para efeitos do disposto no número anterior, o requerente deve mencionar a disposição legal que fundamenta o pedido e o fim a que se destina, bem como incluir uma discrição sumária das infra-estruturas Petrolíferas objecto do parecer.
5. As entidades envolvidas no processo de consulta, conforme previsto nos números 2 e 4, devem emitir os seus pareceres no prazo de quinze (15) dias úteis, para que o Instituto Nacional de Petróleo cumpra o prazo estabelecido no número 1.
6. Os pareceres devem ser reduzidos a escrito e fundamentados, juntando-se para o efeito os documentos de suporte.

Artigo 10
(Decisão do pedido)

1. A Licença de Instalação é emitida dez (10) dias úteis, a partir do pedido pelo interessado, observado o disposto no número 1 do artigo 9, devendo ser comunicada ao requerente.
2. Sem prejuízo do exercício das garantias jurisdicionais ao dispor do requerente, a falta de emissão da Licença de Instalação no prazo referido no número 1 anterior, procede-se nos termos das normas que regulam a vontade da Administração pública.

Artigo 11
(Conteúdo da Licença de Instalação)

1. Para além dos termos e condições, a Licença de Instalação deve conter:
    a) a identificação do titular da licença;
    b) a identificação das Infra-estruturas Petrolíferas objecto de licenciamento;
    c) a entidade responsável pela Instalação Petrolífera e respectiva segurança;
    d) a validade da licença.
2. O Instituto Nacional de Petróleo deve aprovar o modelo da Licença de Instalação.

Artigo 12
(Suspensão da Licença de Instalação)

Sem prejuízo das disposições e garantias legais e contratuais, o Instituto Nacional de Petróleo pode suspender a Licença de Instalação emitida, por períodos que variam entre seis meses a um ano consoante a gravidade da irregularidade, verificados os seguintes factos:

a) inobservância dos termos e condições para os quais foi atribuída a licença
b) incumprimento do prazo previsto para a conclusão das actividades sem a devida autorização de pedido de prorrogação das referidas actividades;
c) em consequência do não cumprimento das normas e instruções administrativas obrigatórias;
d) alteração do titular da licença de instalação;

e) inobservância de normas obrigatórias de segurança de pessoas e bens.

Artigo 13
(Caducidade e Revogação da Licença de Instalação)

1. A Licença de Instalação caduca decorridos dois (2) anos, a contar da data de notificação, se o titular não tiver dado início às actividades autorizadas ou solicitado a sua renovação.
2. A Licença de Instalação pode ser revogada nos seguintes casos:
    a) quando se verifique alteração dos pressupostos que determinaram a sua concessão;
    b) incumprimento reiterado dos termos e condições estabelecidos na licença e das normas, ordens e instruções obrigatórias das entidades de fiscalização e inspecção; ou
    c) por incumprimento das obrigações previstas na legislação aplicável, na licença e no Contrato de Concessão.
3. A caducidade da licença implica a formulação de um novo pedido ao Instituto Nacional de Petróleo.
4. Nos casos em que o titular da licença, no prazo de sessenta (60) dias antes da data da sua caducidade, em requerimento dirigido ao Instituto Nacional de Petróleo, comunique as razões que justificam o atraso, deve propor novo prazo para o início ou conclusão, que não deve exceder cento e oitenta (180) dias.
5. Para os casos referidos no número 1, o requerente está sujeito ao pagamento de uma taxa de 50% acrescida ao valor da taxa normal de licenciamento.
6. Após a análise do pedido previsto no número 4, o Instituto Nacional de Petróleo, deve comunicar da decisão sobre o pedido por escrito, no prazo de trinta (30) dias a partir da data da tomada de decisão.

Artigo 14
(Renovação de Licença de Instalação)

1. O titular da Licença de Instalação pode querendo, requerer a renovação da mesma ao Instituto Nacional de Petróleo, até noventa (90) dias antes da data do termo desta.
2. Sempre que ocorra alteração das condições que determinaram a atribuição da Licença de Instalação, o titular da mesma deve comunicar ao Instituto Nacional de Petróleo e requerer a sua renovação, cancelamento ou alteração dos respectivos termos e condições.

Artigo 15
(Registo de Infra-estruturas Petrolíferas)

1. O registo das Infra-estruturas Petrolíferas durante a fase de pesquisa, bem como da construção e operação de Infra-estruturas Petrolíferas que, em fase posterior, estejam em actividade permanente por um período de tempo inferior a cento e oitenta (180) dias, é feito mediante comunicação dirigida ao Instituto Nacional de Petróleo, trinta (30) dias antes da data em que deverá iniciar com a execução das actividades, devendo juntar:
    a) identificação do requerente e seu Número Único de Identificação Tributária;
    b) descrição da operação que pretende realizar e do local geográfico onde se pretende instalar as Infra-estruturas Petrolíferas;
    c) lista das estruturas e equipamentos que compõem as Infra-estruturas Petrolíferas;
    d) referência às normas e padrões técnicos a utilizar.
2. O Instituto Nacional de Petróleo deve, no prazo de vinte (20) dias úteis a contar da data de recepção da comunicação referida no número 1, acima, emitir o respectivo auto de conformidade ou notificar o interessado da necessidade de apresentar a informação em falta.

CAPÍTULO III
Licença de Operação

Artigo 16
(Pedido de licenciamento)

Sem prejuízo do disposto no artigo 7, o pedido de Licença de Operação é apresentado pelo requerente, dirigido ao Instituto Nacional de Petróleo, em formulário anexo ao presente regulamento e instruído com os seguintes documentos:

a) identificação do requerente, incluindo, no caso de pessoa colectiva, certidão actualizada do respectivo registo comercial ou equivalente e pacto social ou estatutos;
b) identificação da pessoa com poderes para obrigar a requerente, caso tratar-se de pessoas colectivas;
c) informação sobre a entidade ou o responsável pela operação e segurança das Infra-estruturas Petrolíferas, devendo, no caso de pessoa singular, ser um licenciado na área específica;
d) informação sobre outros relatórios de ensaios efectuados.

Artigo 17
(Vistoria para licença de Operação)

1. Antes da entrada em operação das infra-estruturas Petrolíferas, o titular deve solicitar ao Instituto Nacional de Petróleo, a realização de uma vistoria.
2. A vistoria destina-se a averiguar se a infraestrutura Petrolífera reúne as condições necessárias para a concessão da Licença de Operação, a conformidade com o projecto apresentado e o cumprimento dos requisitos legais.
3. A vistoria é efectuada por uma comissão constituída por representantes de entidades responsáveis das áreas de actividade que tenham emitido pareceres nos termos do artigo 10, não constituindo a ausência destes fundamentos para a sua não realização.
4. Ao requerente é comunicada a data de realização da vistoria até dez (10) dias após a submissão do pedido.

Artigo 18
(Comissão de Vistoria)

1. Para a verificação da conformidade das infra-estruturas Petrolíferas, é criada uma comissão para a vistoria dos aspectos específicos de segurança, ambiente, trabalho, saúde e higiene.
2. A vistoria tem como objectivo, a verificação das condições técnico-funcionais e de salubridade dos locais de trabalho, bem como de higiene, ambiente de trabalho e segurança dos trabalhadores, e de terceiros.
3. A comissão de vistoria integra, para além do representante do Instituto Nacional de Petróleo que a preside, os representantes das entidades responsáveis das áreas de actividade que tenham emitido pareceres nos termos do artigo 9.
4. Para efeitos do disposto no número anterior, o responsável de cada área referida no número anterior, designa o respectivo representante e o seu substituto.
5. O auto de vistoria deve ser lavrado no prazo de dez (10) dias úteis e assinado pelos integrantes da comissão estabelecida nos termos do número 2, que deve ajuizar sobre:
    a) conformidade ou não conformidade das infra-estruturas Petrolíferas com o projecto inicialmente apresentado e aprovado;
    b) cumprimento de outras condições estabelecidas;
    c) cumprimento de normas técnicas aprovadas.
6. Caso a comissão de vistoria detecte quaisquer deficiências nas condições técnico-funcionais ou de salubridade dos locais de trabalho, higiene, ambiente de trabalho e segurança dos trabalhadores ou de terceiros, bem como o perigo de poluição de aquíferos e a natureza das acessibilidades, ao requerente será concedido um prazo

de sessenta (60) dias para remediar as deficiências detectadas, após o que, pode solicitar uma nova vistoria.

Artigo 19
(Decisão do pedido)

1. A Licença de Operação é emitida após a realização da vistoria e emitido o respectivo auto de conformidade, no prazo de vinte (20) dias úteis a contar da emissão do auto.
2. Sem prejuízo do exercício das garantias jurisdicionais ao dispor do requerente, a falta de emissão da Licença de Operação no prazo referido no número anterior, concede ao requerente o direito de proceder nos termos das normas que regulam a vontade da Administração pública.

Artigo 20
(Conteúdo da Licença de Operação)

1. Para além dos termos e condições a Licença de Operação deve conter:
   a) a identificação do titular da licença;
   b) a identificação das infra-estruturas Petrolíferas objecto de licenciamento;
   c) tipo de operação que se pretende desenvolver;
   d) a sua validade.
2. A Licença de Operação é válida durante o período do Contrato de Concessão ou da Licença de Construção e Operação de Infra-estruturas de Armazenagem ou da Licença de Transporte, conforme aplicável, sujeita a inspecções periódicas definidas pelo Instituto Nacional de Petróleo.
3. O Instituto Nacional de Petróleo deve aprovar o modelo da Licença de Operação.

Artigo 21
(Alteração, Substituição de Equipamentos de Infra-estruturas)

Os titulares de licenças devem informar, de forma fundamentada, ao Instituto Nacional de Petróleo sobre as alterações, substituições que pretendem efectuar, solicitando o respectivo averbamento.

Artigo 22
(Cessação da Operação)

1. O pedido de cessação de operação é feito mediante requerimento formulado ao Instituto Nacional de Petróleo, devendo ser instruído com a informação documentada que o titular da licença entender relevante para evidenciar a cessação das operações e o cancelamento ou revogação da licença.
2. O Instituto Nacional de Petróleo, pode no prazo de trinta (30) dias solicitar ao titular da licença informação relevante para a decisão sobre o pedido.
3. No prazo de sessenta (60) dias a contar da data de recepção da notificação de cessação de operação, o Instituto Nacional de Petróleo deve decidir sobre o pedido de cessação das operações podendo dentro deste prazo realizar as auditorias necessárias.

Artigo 23
(Suspensão e revogação da licença de operação)

1. Sem prejuízo das disposições legais e contratuais, o Instituto Nacional de Petróleo pode suspender ou revogar a Licença de Operação.
2. A Licença de Operação é suspensa, nos seguintes casos:
   a) em consequência de uma auditoria ou inspecção efectuada;
   b) por incumprimento das normas e instruções administrativas obrigatórias;
   c) inobservância de normas obrigatórias de segurança de pessoas e bens.
3. A suspensão pode ser por prazo máximo de até noventa (90) dias, devendo o titular, nesse prazo ou num outro prazo devidamente justificado, corrigir a situação ou actuação que determinou a medida, sob pena de revogação.

4. Sanadas as irregularidades referidas no número 2 a suspensão pode ser levantada, mediante requerimento do titular da respectiva licença.
5. A Licença de Operação é revogada, nos seguintes casos:
    a) quando se verifique alteração dos pressupostos que determinaram a atribuição da licença;
    b) incumprimento reiterado dos termos da licença e das normas e instruções obrigatórias das entidades de fiscalização e inspecção;
    c) falta de início das operações no prazo de cento e oitenta (180) dias a contar da data de emissão da licença, salvo nos casos em que o titular da licença demonstrar que não é possível iniciar a operação por motivos que não lhe sejam imputáveis;
    d) por incumprimento das obrigações estabelecidas na licença;
    e) termo das actividades autorizadas ao titular da licença.
6. No caso de revogação da Licença de Operação, a entidade deve entregar ao Instituto Nacional de Petróleo, nos sessenta (60) dias imediatos, todos os processos, arquivos e demais documentações relativas à Infraestrutura Petrolífera.
7. Sem prejuízo das garantias legais com a revogação da Licença de Operação as Infra-estruturas Petrolíferas:
    a) devem ser desmobilizados de acordo com o Plano de Desmobilização;
    b) podem ser adquiridas pelo Estado mediante pagamento do preço residual das mesmas;
    c) podem ser reexportadas do território nacional desde que comprovem ter sido alugados e importados temporariamente e pertençam a terceiros.

CAPÍTULO IV
Licença de Desmobilização

Artigo 24
(Pedido)

O pedido de Licença de Desmobilização de Infra-estruturas Petrolíferas é dirigido ao Instituto Nacional de Petróleo, cento e vinte (120) dias antes do início das actividades de desmobilização, em formulário por este aprovado, e instruído com os seguintes documentos:

a) identificação do requerente, incluindo, no caso de pessoa colectiva, certidão actualizada do respectivo registo comercial ou equivalente e pacto social ou estatutos;
b) descrição da Infraestrutura que se pretende desmobilizar, incluindo a Fundamentação para a desmobilização da mesma.
c) licença Ambiental;
d) descrição dos sistemas de gestão de segurança, saúde e meio ambiente a usar;
e) normas e Padrões a ser usados;
f) cronograma de actividades de desmobilização;
g) outra informação relevante solicitada pelo Instituto Nacional de Petróleo.

Artigo 25
(Decisão do pedido)

A decisão do pedido e emissão da respectiva licença deve ser comunicada noventa (90) dias úteis a contar da data da submissão do pedido pelo Operador e outras pessoas singulares ou colectivas envolvidas nas Operações Petrolíferas.

Artigo 26
(Validade e Renovações)

1. A Licença de Desmobilização tem a validade do respectivo cronograma de actividades de desmobilização.
2. Sempre que ocorra alteração das condições que determinaram a atribuição da Licença de Desmobilização, o titular da licença deve comunicar ao Instituto

Nacional de Petróleo e requerer a sua renovação, cancelamento ou alteração dos respectivos termos e condições.

Artigo 27
(Auditorias)

O Instituto Nacional de Petróleo deve fazer a auditoria das actividades de desmobilização até que se efectue a reabilitação de todas as áreas que tenham sofrido danos ambientais resultantes das Operações Petrolíferas.

CAPÍTULO V
Operações Petrolíferas Específicas

SECÇÃO I
Transporte por meios circulantes

Artigo 28
(Transporte de Petróleo por Meios Circulantes)

O exercício de Transporte de Petróleo por Meios Circulantes, não integrados nos termos do Plano de Desenvolvimento, carece de autorização, emitida pelo Instituto Nacional de Petróleo, e é concedida a pessoas colectivas cuja actividade esteja devidamente licenciada, nos termos da legislação aplicável.

Artigo 29
(Autorização)

1. As entidades que pretendem desenvolver o exercício de Transporte de Petróleo por Meios Circulantes devem submeter o pedido ao Instituto Nacional de Petróleo para autorização.
2. A autorização para o Transporte de Petróleo por Meios Circulantes é antecedida de uma inspecção prévia e mediante parecer favorável das entidades que tutelam as áreas de transporte e obras públicas, com vista a verificar as condições técnicas e de segurança dos mesmos.
3. As entidades que tutelam as áreas de actividade em que os meios de transporte a ser utilizado se inserem devem cooperar com o Instituto Nacional de Petróleo no processo de autorização do exercício de transporte de Petróleo, por Meios Circulantes.
4. As autorizações a serem emitidas devem ser comunicadas às entidades referidas no número anterior.

Artigo 30
(Pedido de Autorização para o Transporte por Meios Circulantes)

1. O pedido para o exercício de Transporte de Petróleo por Meios Circulantes é feito mediante requerimento, dirigido ao Instituto Nacional de Petróleo, devendo conter:
    a) identificação do requerente, incluindo, no caso de pessoa colectiva, certidão actualizada do respectivo registo comercial ou equivalente e pacto social ou estatutos;
    b) identificação da pessoa com poderes para obrigar o requerente, caso tratar-se de pessoas colectivas;
    c) Número Único de Identificação Tributária;
    d) descrição do projecto e rotas que pretende utilizar no Transporte por Meios Circulantes;
    e) descrição das características técnicas dos meios a usar;
    f) descrição dos sistemas de gestão de segurança, saúde e meio ambiente a usar;

g) documento comprovativo emitido pela entidade de tutela da área de actividade em que o meio de transporte a ser utilizado se insere, autorizando o exercício da actividade;
h) comprovação de capacidade técnica e financeira para o exercício da actividade pretendida.

2. O exercício de Transporte de Petróleo por Meios Circulantes é realizado pelas entidades que reúnem os seguintes requisitos:
   a) ser uma entidade legalmente constituída;
   b) ser entidade nacional com sede e administração no país;
   c) contratar seguro de responsabilidade civil por danos a terceiros e ao ambiente, de montante a ser aprovado pelo Instituto Nacional de Petróleo.

Artigo 31
(Validade)

1. A autorização para o transporte por Meios Circulantes tem a validade máxima de cinco (5) anos.
2. A renovação da autorização é emitida a partir do último dia de validade da mesma, e deve ser solicitada pelo titular trinta (30) dias antes do seu termo.
3. A renovação da autorização carece de verificação das condições de segurança e fiscalização nos termos da legislação aplicável.

Artigo 32
(Registo de Meios Circulantes)

1. As entidades que pretendem desenvolver o exercício de Transporte por Meios Circulantes devem obter o registo dos Meios Circulantes junto ao Instituto Nacional de Petróleo.
2. O registo dos Meios Circulantes é antecedido de uma inspecção prévia multissectorial e mediante parecer favorável das entidades que tutelam as áreas de actividade em que o meio de transporte a ser utilizado se insere, com vista a verificar as condições técnicas e de segurança dos mesmos, nos termos previstos na legislação aplicável.

SECÇÃO II
Licença de Construção e Operação de Infra-estruturas de Armazenagem

Artigo 33
(Terminais petrolíferos)

1. A construção de terminais petrolíferos ou infra-estruturas de Armazenagem fora das áreas de concessão ou não previstas nos Planos de Desenvolvimento aprovados carece de licenciamento autónomo.
2. A licença para o exercício da actividade de Armazenagem, fora do âmbito do Contrato de Concessão é emitida pelo Instituto Nacional de Petróleo.

Artigo 34
(Pedido de Licença de Construção e Operação de infra-estruturas de Armazenagem)

1. O exercício da actividade de Armazenagem é concedido apenas a pessoas colectivas com sede e direcção efectiva em território nacional.
2. O pedido de licenciamento para o exercício da actividade de Armazenagem de petróleo é feito em requerimento e dirigido ao Instituto Nacional de Petróleo e instruído com os seguintes documentos:
   a) identificação do requerente, certidão actualizada do respectivo registo comercial ou equivalente e pacto social ou estatutos;
   b) identificação da pessoa com poderes para obrigar o requerente;
   c) Número Único de Identificação Tributária;
   d) documento comprovativo da aprovação do local para a construção;
   e) licença ambiental ou estudo de impacto ambiental aprovado, se aplicável;

f) descrição do projecto que pretende instalar incluindo normas e padrões a empregar;
g) declaração em que obriga a cumprir com a legislação em vigor e termos e condições impostos pela entidade responsável pelo licenciamento;
h) comprovação de capacidade técnica e financeira;
i) descrição dos sistemas de segurança, transporte e acondicionamento dos produtos petrolíferos.

Artigo 35
(Licença de Construção e Operação de infra-estruturas de Armazenagem)

1. Para além dos termos e condições a licença para o exercício da actividade de Armazenagem deve conter:
   a) a identificação do titular da licença;
   b) a Identificação das infra-estruturas de Armazenagem;
   c) o tipo de operação que se pretende desenvolver;
   d) a validade da licença.
2. O Instituto Nacional de Petróleo aprova o modelo da licença para o exercício da actividade de Armazenagem.

Artigo 36
(Validade)

1. A licença para o exercício da actividade de Armazenagem de petróleo tem a validade máxima de dez (10) anos.
2. A renovação da validade da licença é emitida a partir do último dia de validade fixado, e deve ser solicitada pelo titular da licença, até noventa (90) dias antes do termo.

CAPÍTULO VI
Cadastro

Artigo 37
(Sistema de Registo)

1. O Instituto Nacional de Petróleo deve manter um registo actualizado de dados e de licenças emitidas, que agregue toda a informação relativa às Concessionárias, Operadores e outras pessoas singulares e colectivas envolvidas nas Operações Petrolíferas.
2. O pessoal do Instituto Nacional de Petróleo afecto aos serviços de cadastro, independentemente da natureza do vínculo jurídico, está obrigado a guardar sigilo sobre toda a informação de que tenha conhecimento por virtude do exercício das respectivas funções.

Artigo 38
(Informação objecto de registo)

1. Do cadastro referido no artigo anterior, deve constar a seguinte informação:
   a) sobre a Concessionária, o Operador, outros titulares de licenças e sobre o Contrato de Concessão;
   b) sobre Instalações Petrolíferas em operação e sua localização;
   c) das actividades que se pretendem desenvolver;
   d) sobre os Técnicos Competentes;
   e) toda informação adicional que se mostrar relevante para o registo.
2. Nos casos em que a titularidade das Infra-estruturas Petrolíferas seja em regime de co-propriedade operando em vários blocos e ao abrigo de diferentes Contratos de Concessão, o registo será feito separadamente, devendo fazer-se referência à percentagem da participação dos co-proprietários.

Artigo 39
(Informação sobre o estado das infra-estruturas Petrolíferas)

As Concessionárias e outras entidades devem anualmente prestar informação sobre as infra-estruturas Petrolíferas obedecendo ao conteúdo e modelo a ser aprovados pelo Instituto Nacional de Petróleos.

CAPÍTULO VII
Infracções

Artigo 40
(Infracções)

1. Sem prejuízo das infracções estabelecidas na legislação sobre petróleos, para efeitos do presente regulamento, constituem infracções puníveis com multas e/ou suspensão, a prática de qualquer das seguintes infracções:
    a) execução ou operação parcial ou total de projectos sem a licença ou a prévia obtenção de autorizações que determinam o início de execução ou operação das infra-estruturas Petrolíferas;
    b) execução de projectos em contradição com o conteúdo do projecto aprovado e sem comunicação prévia à entidade licenciadora;
    c) falta de apresentação de documentos, relatórios e outras informações exigidas na legislação aplicável, necessárias para efeitos de fiscalização e monitoria;
    d) impedimento ou obstrução pelo Operador da licença de realização de fiscalização.
2. Nos casos em que se prove que o titular da licença obteve em virtude da infracção, proveito ou benefício económico, a multa eleva-se até ao montante do benefício.

Artigo 41
(Reposição da situação anterior à infracção)

1. O infractor é obrigado a remover as causas que constituem a infracção e a reconstituir a situação anterior à prática da mesma, devendo os custos ser incorridos pelo titular da licença.
2. Sempre que o dever de reposição não seja voluntariamente cumprido, o Estado pode actuar por conta do infractor, sendo os montantes envolvidos na actuação cobrados ao infractor acrescidos de juros legais.

Artigo 42
(Cessação de medidas de suspensão temporária ou encerramento)

A cessação de medidas de suspensão temporária ou encerramento é determinada a requerimento do titular da licença, após vistoria à infraestrutura Petrolífera, desde que se demonstre terem cessados as circunstâncias que determinaram, sem prejuízo de prosseguimento de qualquer processo que esteja a correr.

Artigo 43
(Reincidência)

1. Considera-se reincidência quando o infractor, a quem tiver sido aplicada uma sanção relativa às infracções mencionadas nos artigos anteriores, excepto a advertência, cometa outra infracção de natureza semelhante.
2. A reincidência relativa às infracções mencionadas no número anterior é punível, elevando-se os montantes fixados na pena anterior, ao dobro na primeira reincidência e ao triplo nas seguintes, sem prejuízo de pena mais grave.

CAPÍTULO VIII
Taxas e Multas

Artigo 44
(Taxas de Licenciamento)

1. As actividades para licenciamento, autorização de infra-estruturas e Operações Petrolíferas, estão sujeitas ao pagamento de taxas.
2. São devidas taxas pelos seguintes actos conforme o Anexo 2 ao presente Regulamento:
    a) emissão das licenças ao abrigo do presente regulamento;
    b) autos de vistoria;
    c) averbamento resultante de alteração de termos e condições de licenças;
    d) renovação das licenças;
    e) prorrogação das licenças
    f) registo de Instalações Petrolíferas;
    g) registo de operadores de transporte e armazenagem de petróleo;
    h) registo de Técnicos Competentes.
    i) submissão da documentação submetida no âmbito da instrução do pedido, incluindo as revisões subsequentes.

Artigo 45
(Multas)

O incumprimento do disposto neste Regulamento está sujeito à pena de multa estabelecida na legislação petrolífera.

Artigo 46
(Destino das taxas)

Os valores cobrados a título de taxas de Licenciamento e autorizações são repartidos da seguinte forma:

a) 60% para o Orçamento de Estado;
b) 40% para o Instituto Nacional de Petróleo.

CAPÍTULO IX
Inspecção e Fiscalização

Artigo 47
(Fiscalização)

1. Sem prejuízo da legislação aplicável, cabe ao Instituto Nacional de Petróleo fiscalizar as infra-estruturas e equipamentos envolvidos nas Operações petrolíferas, coordenando e dirigindo a intervenção das demais entidades licenciadoras que tutelam outros sectores de actividade.
2. A fiscalização é exercida por agentes credenciados pelo Instituto Nacional de Petróleo, aos quais compete:
    a) efectuar avaliações e levantamentos de infra-estruturas Petrolíferas;
    b) verificar a ocorrência de infracções e efectuar as devidas penalidades;
    c) lavrar um auto da fiscalização, fornecendo cópia ao interessado;
    d) intimar por escrito os infractores a apresentarem esclarecimentos em local e datas previamente fixadas.
3. Aos agentes de fiscalização, no exercício da acção fiscalizadora, lhes é assegurada a entrada e permanência pelo tempo necessário nas instalações.
4. Sempre que qualquer entidade competente tome conhecimento de situações que incidem a prática de infracções previstas no presente regulamento deve dar notícia ao Instituto Nacional de Petróleo, remetendo toda a documentação de que disponha para efeito de instauração do respectivo processo e decisão.

Artigo 48
(Inspecção)

1. No âmbito do presente regulamento, o Instituto Nacional de Petróleo deve realizar periodicamente, inspecções técnicas às Operações Petrolíferas, incluindo documentos conexos às mesmas.
2. Nos casos de se detectar que as Operações petrolíferas não reúnem as condições técnicas e operacionais para o desenvolvimento da actividade, o Instituto Nacional de Petróleo, deve suspender a actividade.

Artigo 49
(Infra-estruturas em funcionamento)

1. Os titulares das Infra-estruturas Petrolíferas em funcionamento antes da entrada em vigor do presente regulamento, devem, no prazo de (12) meses, proceder à regularização dos seus direitos e obter as respectivas licenças.
2. O Instituto Nacional de Petróleo, pode por decisão fundamentada, fixar procedimentos dispensáveis relativamente às licenças em operação à data da entrada em vigor do presente regulamento.

ANEXO 1
Glossário

1. **Operações petrolíferas**: planificação, preparação e implementação das actividades de reconhecimento, pesquisa, desenvolvimento, produção, armazenagem, transporte, cessação de tais actividades ou o término do uso de infra-estruturas incluindo a implementação do plano de desmobilização, venda ou entrega de Petróleo até ao ponto de exportação ou fornecimento estipulado, sendo este ponto, o ponto onde o Petróleo é entregue para o consumo ou uso, ou carregado como mercadoria, incluindo na forma de gás natural liquefeito.
2. **Armazenagem**: actividade de aprovisionamento de Petróleo em Instalações de Armazenagem devidamente autorizadas e situadas nas áreas de produção e terminais petrolíferos localizados em terra ou no mar, para uso ou venda a terceiros, incluindo instalações auxiliares conexas, excluindo o Petróleo armazenado em refinarias ou outras instalações petrolíferas industriais.
3. **Concessionária**: pessoa titular de um Contrato de Concessão para a condução de Operações Petrolíferas, atribuído nos termos da Legislação aplicável.
4. Desmobilização: actividades de planificação, preparação e implementação das actividades de encerramento das operações petrolíferas, incluindo o término do uso das infra-estruturas e a remoção e disposição.
5. **Infraestrutura**: Instalações, incluindo plataformas, instalações de liquefação, fábricas ou barcos e outros equipamentos destinados à realização de operações petrolíferas, excluindo navios de fornecimento e apoio, navios e veículos que transportam Petróleo a granel. Salvo de outro modo definido infraestrutura também inclui cabos ou oleodutos e gasodutos.
6. **Instalações de Armazenagem**: estrutura ou edificações e instalações compostas por tanque(s), reservatórios subterrâneos ou superficiais, estações de recebimento e bombagem, terminais para recepção e entrega de Petróleo, tubos ou canalizações, garagens, edifícios administrativos e de apoio.
7. **Licença de Construção e Operação de Instalações de Armazenagem**: autorização concedida por uma entidade competente para o licenciamento de Infra-estruturas Petrolíferas, que permite ao titular a construção e operação de Infra-estruturas de Armazenagem.
8. **Licença de Desmobilização**: autorização concedida por uma entidade competente para o licenciamento de Infra-estruturas Petrolíferas, que permite ao titular iniciar o encerramento das actividades, remoção ou reutilização das Infra-estruturas Petrolíferas e o restauro dos locais aonde se desenvolveram Operações Petrolíferas ou que por estas foram afectados;

9. **Licença de Instalação**: autorização concedida por uma entidade competente para o licenciamento de Infra-estruturas
10. Petrolíferas, que permite ao titular o início da construção, reforma, alteração, substituição, manutenção e ampliação de Infra- estruturas Petrolíferas.
11. **Licença de Operação**: autorização concedida por uma entidade competente para o licenciamento de Infra-estruturas Petrolíferas, após uma vistoria e autorização favorável às Infra- -estruturas Petrolíferas, nos termos do presente regulamento, que permite ao titular o início da operação ou a entrada em funcionamento da Infraestrutura Petrolífera.
12. **Licença de Transporte**: autorização concedida por uma entidade competente para o licenciamento de Infra-estruturas Petrolíferas, que permite ao seu titular o transporte ou circulação de Petróleo em território nacional, através de Meios Circulantes;
13. **Meios Circulantes**: meios de transporte marítimo, rodoviário e ferroviário, utilizados para o transporte de Petróleo.
14. **Oleodutos ou Gasodutos**: meios tubulares fixos de transporte de Petróleo de um ponto para o outro, podendo estar localizados em terra ou mar (rios, lagos), incluindo os respectivos sistemas de compressão, redução, medição e anexos auxiliares à sua operação.
15. **Operador da Infra-estruturas**: o Operador da Concessão ou Empresa designada pelo operador da concessão para gerir e executar as operações de uma infra-estrutura.

Apêndice 2
Taxa de Licenciamento

Offshore (No mar)

Tipo de Instalação	Taxa de Instalação (USD)	Taxa de Instalação (MZN)	Taxa Anual de Operação (USD/BDOE)
Processamento		2.500.000	0.0025
Transporte		1.200.000	0.0010
Armazenagem		1.500.000	0.0020
Processamento, Transporte e Armazenagem		4.000.000	0.0035
Perfuração (por poço) <500m		60.000	N/A
Perfuração (por poço)≥ 500m		40.000	N/A

Onshore (Em Terra)

Tipo de Instalação	Taxas de Instalação	Taxa Anual de Operação (USD/BDOE)
Processamento	3.000.000	0.00324
Transporte	1.440.000	0.00123

Armazenagem	1.800.000	0.00216
Processamento, Transporte e Armazenagem	4.800.000	0.0044
Perfuração (por poço)	72.000	N/A
Plataforma de perfuração	N/A	2.500.000

7. DECRETO Nº 89/2019 DE 18 DE NOVEMBRO, PROVA O REGULAMENTO SOBRE OS PRODUTOS PETROLÍFEROS E REVOGA O DECRETO Nº 45/2012 DE 28 DE DEZEMBRO

Decreto n.º 89/2019 de 18 de Novembro
(Regulamento sobre os Produtos Petrolíferos)

Havendo necessidade de se adequar as disposições legais relativas às actividades de produção, importação, recepção, armazenagem, manuseamento, distribuição, comercialização, transporte, exportação e reexportação, trânsito e mecanismos de fixação de preço de produtos petrolíferos, à dinâmica actual da indústria de combustíveis, ao abrigo do disposto na alínea f) do n.º 1 do artigo 203 da Constituição da República, o Conselho de Ministros decreta:

Artigo 1

É aprovado o Regulamento sobre os Produtos Petrolíferos, em anexo, que é parte integrante do presente decreto.

Artigo 2

É revogado o Decreto n.º 45/2012, de 28 de Dezembro, bem como todas as normas que contrariem
o presente Regulamento.

Artigo 3

O presente Decreto entra em vigor na data da sua publicação.
Aprovado pelo Conselho de Ministros, aos 29 de Outubro de 2019.
Publique-se.
O Primeiro-Ministro, *Carlos Agostinho do Rosário*.

Regulamento sobre os Produtos Petrolíferos

CAPÍTULO I
Disposições gerais

Artigo 1
(Definições)

O significado dos termos e expressões utilizados no presente Regulamento consta do glossário anexo I, que dele faz parte integrante.

Artigo 2
(Objecto)

O presente regulamento define o regime que regula as actividades de produção, importação, recepção, armazenagem, manuseamento, distribuição, comercialização, transporte, exportação, reexportação, trânsito e fixação de preços de produtos petrolíferos no território nacional.

Artigo 3
(Âmbito)

1. O presente Regulamento aplica-se:
   a) Às pessoas singulares ou colectivas, bem como às instituições de direito público que realizem uma ou mais das actividades indicadas no artigo anterior;
   b) Ao licenciamento e supervisão de actividades e instalações relacionadas com a recepção e transporte de petróleo bruto por tubagem ou de outras matérias-primas destinadas à produção de produtos petrolíferos, bem como a armazenagem e transporte de petróleo bruto, incluindo a produção local.

2. Exclui-se do âmbito do presente regulamento:
a) a atribuição de direitos para a realização de operações petrolíferas, bem como a distribuição e comercialização de gás natural por canalização que é regulada por legislação específica;
b) os procedimentos técnicos de segurança para o exercício das actividades de Bunkering e baldeamento de petróleo e gás natural liquefeito, realizadas no espaço marítimo e nas águas interiores, que são reguladas por legislação específica.

Artigo 4
(Objectivos)

São objectivos do presente regulamento:
a) Assegurar o abastecimento de produtos petrolíferos ao país de forma eficiente, efectiva e económica, de acordo com as condições do mercado;
b) Assegurar o fornecimento de produtos petrolíferos de qualidade e a preços competitivos aos consumidores;
c) Assegurar a disponibilidade de reservas permanentes e estratégicas no país;
d) Gerar um ambiente propício, atractivo e incentivador ao investimento público e privado em infra-estruturas petrolíferas em toda a cadeia de valor do sector;
e) Propiciar as condições para minimização dos custos logísticos nacionais, e para o aumento da competitividade de Moçambique como o corredor logístico para o abastecimento em produtos petrolíferos aos países do interland;
f) Criar oportunidades de emprego, incluindo o autoemprego, bem como aumentar as fontes de renda no país, em particular nas zonas rurais;
g) Promover a segurança das pessoas e bens e a protecção do meio ambiente em todas as actividades relacionadas com produtos petrolíferos, desde a sua produção ou importação até ao fornecimento aos consumidores finais;
h) Promover o desenvolvimento de mercados competitivos para os produtos petrolíferos;
i) Promover um maior acesso aos produtos petrolíferos em todo o território nacional;
j) Garantir a segurança, a regularidade e a qualidade do abastecimento de combustíveis;
k) Promover a eficiência energética e a utilização racional dos meios e dos produtos petrolíferos, bem como a protecção do meio-ambiente;
l) Reduzir a dependência energética do exterior, através da promoção de fontes alternativas de combustíveis no País;
m) Promover a utilização eficiente das infra-estruturas petrolíferas, contribuindo para o normal abastecimento de combustíveis ao mercado nacional.

Artigo 5
(Competências)

1. Compete ao Ministro que superintende a área de Energia aprovar:
a) As especificações dos produtos petrolíferos, referidas no artigo 92, mediante consulta às entidades competentes envolvidas na sua produção ou importação, comercialização, utilização e ainda autoridades que superintendem as áreas de saúde e meio ambiente;
b) O regulamento de funcionamento da CACL;
c) O Regulamento de Construção e Segurança das Instalações de Armazenagem e Tratamento Industrial de Petróleos Brutos, seus Derivados e Resíduos;
d) As zonas do país onde são permitidos acréscimos à margem do distribuidor e fixar o respectivo acréscimo para cada zona, em conformidade com o artigo 72 do presente regulamento;
e) As regras de cálculo da componente Custos com a importação;
f) O modelo das licenças e os procedimentos detalhados de licenciamento;
g) O modelo de relatório de monitorização do stock de combustíveis no país a ser preenchido pelas distribuidoras de combustíveis e empresas detentoras de licenças de armazenagem, no prazo estipulado;

h) O modelo de Contrato de Fornecimento de combustíveis aos postos de abastecimento de Combustíveis;
i) O mecanismo de controlo das características dos produtos petrolíferos;
j) Os processos de autorizações especiais de importação.

2. Compete ainda ao Ministro que superintende a área de energia praticar outros actos que se mostrem necessários a implementação do presente Regulamento.

3. Compete aos Ministros que superintendem as áreas da energia e das finanças, conjuntamente:

a) Aprovar os mecanismos de cálculo dos preços de venda ao público da mistura do biodiesel com o gasóleo e do etanol com gasolina;
b) Aprovar mecanismo de financiamento de importação dos produtos petrolíferos;
c) Aprovar o valor da componente de estabilização e os respectivos mecanismos de compensação;
d) Alterar, sempre que tal se mostre necessário, os valores:
   i. Das taxas indicados no artigo 27 e constantes do anexo II ao presente regulamento;
   ii. Das multas indicadas no artigo 94.
e) Regulamentar sobre o destino e a distribuição das taxas e multas referidos nos artigos 27 e 94 do presente Decreto, respectivamente;
f) Aprovar o mecanismo de financiamento para a construção das infra-estruturas de logística;
g) Aprovar os detalhes de cálculos da margem do Distribuidor, do Retalhista e do diferencial de transporte;
h) Aprovar o mecanismo da definição de caução sobre os produtos petrolíferos em trânsito no território nacional.

4. Compete aos Ministros que superintendem as áreas da energia e das obras públicas aprovar, por Diploma Ministerial conjunto, o Regulamento de Construção, Exploração e Segurança dos Postos de Abastecimento de Combustíveis Líquidos.

CAPÍTULO II
Licenciamento

SECÇÃO I
Registo

Artigo 6
(Cadastro das instalações petrolíferas)

1. O cadastro das instalações petrolíferas, deve conter o registo de licenciamento, gestão da actividade petrolífera, bem como o georeferenciamento das instalações petrolíferas.

2. O georeferenciamento deve conter nomeadamente as seguintes informações:
a) Áreas sujeitas ao pagamento da taxa do incentivo geográfico;
b) As distâncias entre os postos de abastecimentos na mesma área de licenciamento;
c) Áreas requeridas;
d) Áreas vedadas à construção de instalações petrolíferas;
e) Zonas de protecção total e ou definidas pela legislação aplicável.

3. O cadastro das instalações petrolíferas é de carácter público e as respectivas normas de acesso devem ser aprovadas pelo Ministro que superintende a área de Energia.

4. O acesso ao cadastro das instalações petrolíferas pelas instituições públicas competentes consta de normas específicas aprovadas pelo Ministro que superintende a área de Energia.

5. O acesso ao cadastro das instalações petrolíferas situadas no espaço marítimo e águas interiores pelas instituições públicas competentes consta de normas específicas aprovadas pelo Ministro que superintende área de energia, ouvidos os Ministros que superintendem a área do Mar e do Ambiente.

6. Os procedimentos do Cadastro das Instalações Petrolíferas, são definidos em Diploma aprovado pelo Ministro que superintende a área de Energia.

Artigo 7
(Tipos de registo)

1. Registo de instalação de consumo.
2. Registo de instalações petrolíferas.
3. Registo do Agente Transitário.

Artigo 8
(Requisitos para o pedido de registo)

1. O pedido de registo é feito em requerimento dirigido à entidade licenciadora, acompanhado dos seguintes documentos:
   a) Cópia autenticada do documento de identificação, caso se trate de pessoa singular e, tratando-se de cidadão estrangeiro, uma autorização de residência ou de emprego e comprovativo de domicílio em território nacional;
   b) Certidão do registo comercial, cópia dos estatutos publicados no Boletim da República e comprovativo de domicílio em território nacional, caso o requerente seja uma pessoa colectiva;
   c) Certificado de Registo Criminal, caso se trate de pessoa singular;
   d) Planta de localização fornecida pela entidade com jurisdição sobre a área da implementação da instalação petrolífera ou de consumo próprio e a respectiva autorização para a construção;
   e) Cópia autenticada do DUAT ou qualquer outro título que resulte da lei ou de contrato conferindo legitimidade para proceder a construção;
   f) Projecto da instalação petrolífera ou de consumo com as peças desenhadas à escala apropriada e assinado por um técnico petrolífero devidamente licenciado nos termos da legislação aplicável com a respectiva memória descritiva;
   g) Seguro da instalação petrolífera ou de consumo contra terceiros sobre os danos ambientais, patrimoniais e humanos.
2. No caso de uma instalação petrolífera referente ao posto de abastecimento de combustíveis localizada na zona A, deve ser paga a taxa de incentivo geográfica referida no número 2 do artigo 26 do presente decreto.
3. Cópia autenticada do direito de uso e aproveitamento da terra ou do título de utilização privativa do espaço marítimo, quando aplicável, Licença ambiental ou qualquer outra autorização nos termos da lei aplicável necessários para implementação do projecto da instalação petrolífera ou de consumo de produtos petrolíferos.
4. Certificado de inspecções técnicas previstas no artigo 89.
5. Autorização do exercício de actividade para o caso de meio de transporte.
6. No registo de meio de transporte de produtos petrolífero, dispensa-se os requisitos previstos nos números 2, 3, 4 e 5.
7. No caso de registo de instalação de consumo deve ser apresentado o comprovativo do exercício de actividade de transporte de passageiros ou mercadoria ou qualquer outra actividade que requeira consumo de combustível a grosso.
8. Certificado do registo do meio de transporte, incluindo embarcações.
9. É vedada a venda de produtos petrolíferos pelos titulares de registo de instalação de consumo.
10. Exercício de actividade de transporte de passageiros ou mercadoria ou qualquer outra actividade que requeira consumo a grosso de combustíveis.
11. Instalação consumidora com capacidade instalada igual ou superior a 10.000 litros.
12. O titular de registo de instalação de consumo deve ter contrato de fornecimento com apenas uma distribuidora de produtos petrolíferos licenciada, nos termos do presente regulamento.
13. Para efeitos do número anterior, o titular de registo de instalação de consumo deve ser o titular do Direito de Uso e Aproveitamento de Terra e título de utilização privativa do espaço marítimo, quando aplicável.

14. Nos casos em que o requerente do registo de instalação de consumo próprio é uma distribuidora, para o cumprimento do disposto nos números 11 e 13, deve-se tomar como base a informação do consumidor dos produtos armazenados na instalação de consumo próprio.

15. As instalações centrais de armazenagem, devem ter uma capacidade total mínima de 180 m3 e máxima de 2000 m3.

16. Para além dos requisitos mencionados no número 1 do presente artigo, o Agente Transitário deve ainda apresentar:

a) Cópia da licença de transitário emitida pelo Ministério que superintende a área dos Transportes;
b) Cópia do contrato entre o Agente Transitário e a entidade detentora do produto em trânsito;
c) Documentos de registo da empresa detentora do produto em trânsito no País de origem ou onde opera;
d) Porto de recepção do Produto em trânsito;
e) Proprietário da instalação de armazenagem do produto em trânsito;
f) Destino do produto em trânsito e fronteira a usar para escoar tal produto;
g) Volumes e tipo de produto a transitar.

17. O produto petrolífero em trânsito no território nacional, está sujeito ao pagamento de caução, cujo mecanismo da sua fixação será definido por um Diploma Ministerial conjunto dos Ministros que superintendem as áreas de Energia e das Finanças.

Artigo 9
(Vistoria de instalações)

1. Antes do início da exploração de qualquer instalação e/ou equipamento petrolífero, o proprietário deve requerer à entidade licenciadora a vistoria das instalações e/ou equipamentos para efeitos de registo.

2. A vistoria é realizada por uma comissão que integra:

a) Dois representantes do Ministério que superintende área de Energia sendo este que preside;
b) Um representante da entidade local responsável pelo licenciamento ambiental;
c) Um representante do Serviço Nacional de Salvação Pública;
d) Um representante do Órgão Local de Administração do Trabalho;
e) Um representante da autoridade de segurança e protecção marítimas, quando aplicável;
f) Outras entidades relevantes, em razão da matéria.

3. A renovação do registo é antecedida de uma vistoria às instalações petrolíferas.

4. Realizada a vistoria e verificada a conformidade com as normas aplicáveis, a entidade competente na área da energia deve efectuar o registo das instalações mediante a apresentação do comprovativo de pagamento da taxa de registo.

5. Carecem de registo a exploração de instalação petrolífera, armazenagem para consumo próprio, veículo cisterna, posto de abastecimento de consumo próprio, posto de abastecimento, instalação de produção, instalação de armazenagem, terminal de descarga e oleoduto, excepto nos casos em que as capacidades totais dos produtos armazenados no local sejam inferiores a 400 litros para líquidos combustíveis e 110 kg para gases combustíveis.

6. Os órgãos centrais e provinciais responsáveis pela área da energia devem efectuar e manter os registos nos termos deste artigo.

7. O sistema de funcionamento dos cadastros provinciais e do cadastro nacional de registo de instalações petrolíferas deve ser estabelecido por Diploma Ministerial do Ministro que superintende a área de Energia.

8. O licenciamento de qualquer meio usado para o transporte de produtos petrolíferos nos termos da legislação aplicável carece de vistoria e registo.

9. O equipamento de segurança e proteção individual da equipa referida no número 2 do presente artigo deve ser providenciado pela instituição a que pertence cada integrante da vistoria.

10. O transporte de produtos petrolíferos deve ser acompanhado do certificado, que está sujeito à renovação mediante inspecções periódicas estabelecidas em conformidade com a regulamentação e as normas técnicas aplicáveis.

Artigo 10
(Pedido de vistoria de instalações)

O pedido de vistoria das instalações referidas no número 1 do artigo anterior deve ser feito em requerimento dirigido à entidade licenciadora para efectuar o registo, acompanhado dos seguintes documentos:

a) Documento original assinado por um técnico petrolífero licenciado ou instituição credenciada, relativo à instalação respectiva, descrevendo os detalhes construtivos e funcionais da instalação, os produtos petrolíferos a que se destina ou que pode produzir, armazenar, manusear, transportar, distribuir ou comercializar, conforme o caso, e o respectivo certificado comprovando a sua conformidade com os regulamentos e normas técnicas aplicáveis;
b) Plano de gestão ambiental aprovado pela autoridade competente nos termos da legislação ambiental ou uma cópia autenticada da decisão da autoridade respectiva permitindo a exploração da instalação;
c) Comprovativo do pagamento da taxa de vistoria.

Artigo 11
(Conteúdo do registo)

1. O registo deve incluir os seguintes elementos:
a) A identificação da entidade licenciadora;
b) A identificação da legislação habilitante;
c) O número e data do registo;
d) O nome ou denominação do proprietário da instalação petrolífera;
e) A residência ou sede social do titular;
f) A identificação do proprietário da instalação petrolífera, incluindo o número de registo comercial da entidade comercial, no caso de pessoa jurídica;
g) A localização da instalação;
h) A caracterização da instalação, incluindo:
    i. A finalidade;
    ii. As capacidades nominais e a identificação das partes componentes;
    iii. Cada um dos produtos petrolíferos autorizados a produzir, transportar, armazenar ou manusear, conforme o caso, na instalação;
    iv. A data de emissão de cada um dos certificados emitidos para a instalação respectiva e o seu prazo de validade;
    v. Quaisquer condições ou restrições impostas pela entidade licenciadora, incluindo os regulamentos e normas técnicas aplicáveis à operação da instalação respectiva.

2. Uma cópia de cada um dos certificados emitidos para a instalação respectiva deve ser anexada ao seu registo.

Artigo 12
(Validade do registo)

1. Os registos emitidos ao abrigo do presente regulamento permanecem válidos enquanto:
a) O titular cumprir com as condições do registo;
b) A instalação petrolífera se mantiver em funcionamento;
c) Existir um certificado válido para a instalação petrolífera respectiva.

2. O titular de um registo deve assegurar a inspecção periódica da instalação petrolífera e deve submeter uma cópia do respectivo certificado à entidade licenciadora, para anexar ao registo respectivo, antes do término do prazo de validade do certificado vigente.

3. Os registos emitidos nos termos do presente regulamento devem ter a duração de 10 anos, devendo ser renovados, desde que o titular reúna os requisitos estabelecidos.

Artigo 13
(Alteração do registo)

1. O proprietário de uma instalação deve comunicar por escrito à entidade licenciadora, no prazo de 15 (quinze) dias úteis, a ocorrência de factos que originem qualquer alteração nos elementos do registo, requerendo o respectivo averbamento.
2. Carecem de averbamento:
   a) A transmissão de propriedade, a qualquer título;
   b) A mudança da entidade operadora e do respectivo técnico responsável;
   c) Qualquer alteração do tipo de produto ou produtos petrolíferos autorizados pelo registo respectivo;
   d) Qualquer alteração substancial da instalação, nomeadamente:
      i. Uma alteração da capacidade;
      ii. Uma alteração que, de qualquer forma, possa afectar as condições de funcionamento ou operação da instalação, incluindo a substituição ou reparação de tubagens, reservatórios, bombas ou elementos estruturais.
3. A entidade licenciadora pode efectuar o averbamento do registo respectivo, a pedido do titular, se:
   a) A alteração realizada não violar qualquer dos termos e condições estabelecidos;
   b) O pedido de averbamento for acompanhado de um documento emitido por um técnico petrolífero licenciado, confirmando que tal alteração está em conformidade com os regulamentos e normas técnicas aplicáveis, no caso de uma alteração substancial ou alteração do tipo de produtos afectos à instalação;
   c) O requerente deve apresentar prova de pagamento da taxa de averbamento estabelecida no presente regulamento.
4. A entidade licenciadora pode recusar o averbamento quando se verifique que as alterações de operações de venda ponham em causa as regras de concorrência criando por conseguinte, situações de oligopólios ou monopólios e concertação de actividade comercial que são contrárias às regras de bom funcionamento do mercado.
5. O presente artigo é aplicável a todos os tipos de registo previstos no artigo 7.

SECÇÃO II
Licenças

Artigo 14
(Tipos de licença)

1. O exercício de qualquer das actividades descritas no número 1 do artigo 2, carece de uma das seguintes licenças:
   a) Licença de produção;
   b) Licença de armazenagem nas terminais de distribuição;
   c) Licença de armazenagem em instalações centrais de armazenagem;
   d) Licença de distribuição;
   e) Licença de retalho em instalações centrais de armazenagem;
   f) Licença de retalho em postos de abastecimentos;
   g) Licença de retalho em postos de revenda;
   h) Licença de exploração de oleoduto;
   i) Licença de exportação;
   j) Licença de exploração de terminal de descarga.
2. A entidade licenciada ao abrigo do presente regulamento pode ser titular de uma ou mais licenças, desde que tal não condicione o desenvolvimento de mercados competitivos para os produtos petrolíferos em conformidade com as actividades que pretenda exercer.
3. As entidades detentoras de licença de distribuição podem exercer actividade de armazenagem.
4. Nos casos em que a instalação central de armazenagem é explorada por uma distribuidora, dispensa-se a emissão da licença de retalho em instalações centrais de armazenagem. 5. As entidades detentoras de licença de produção podem exercer a actividade de exportação, sem necessidade da respectiva licença de exportação.

6. As entidades detentoras de licença de distribuição podem exercer a actividade de retalho, apenas nos seguintes casos:

a) No caso de Gases de Petróleo Liquefeito e Gás Natural Comprimido; e

b) Para operação de um único posto de abastecimento de combustíveis para efeitos de treinamento em cada uma das províncias do país.

7. Em casos excepcionais, o Ministro que superintende a área da Energia pode autorizar a distribuidora a operar em mais do que um posto de abastecimento por província.

8. A licença de produção integra três categorias:

a) Produção em grande escala;
b) Produção em média escala;
c) Produção em pequena escala.

9. A licença de retalho integra duas categorias:

a) Para o exercício de actividades de retalho em instalações centrais de armazenagem;
b) Para o exercício de actividades de retalho em posto de abastecimento de combustíveis;
c) Para o exercício de actividades de retalho em postos de revenda.

10. O abastecimento de produtos petrolíferos aos postos de revenda deve ser efectuado única e exclusivamente por entidades detentoras de licença de retalho em instalações centrais de armazenagem.

Artigo 15
(Competência para o licenciamento)

1. Compete à entidade licenciadora na área de combustíveis ao nível central a atribuição das licenças previstas no artigo anterior, com excepção da licença de produção que compete ao Ministro que superintende a área de Energia.

2. O Ministro que superintende a área de Energia pode delegar à outras entidades que representam o Estado a nível local, as competências para o exercícios das actividades objecto do presente regulamento.

Artigo 16
(Requisitos para o pedido de licença)

1. O pedido de licença é feito em requerimento dirigido à entidade licenciadora, acompanhado dos seguintes documentos:

a) Cópia autenticada do documento de identificação, caso se trate de pessoa singular e, tratando-se de cidadão estrangeiro, uma autorização de residência ou de emprego e comprovativo de domicílio em território nacional;
b) Certidão do registo comercial, cópia dos estatutos publicados no Boletim da República e comprovativo de domicílio em território nacional, caso o requerente seja uma pessoa colectiva;
c) Certificado de Registo Criminal, caso se trate de pessoa singular;
d) Outra informação relevante para o processo de licenciamento.

2. Para além dos elementos exigidos no número 1, o requerimento para a licença relativa à armazenagem nos terminais de distribuição e instalações centrais de armazenagem, e à exploração de terminal de descarga ou oleoduto deve incluir uma descrição das tarifas e preços a serem aplicados para cada um dos serviços a prestar na instalação respectiva.

3. O requerimento relativo à licença de produção deve incluir:

a) A descrição do processo de produção;
b) A designação dos produtos e capacidades respectivas;
c) O esboço da localização.

4. O requerimento do pedido de licença de exportação deve incluir:

a) Contracto de aquisição dos produtos prolíferos produzidos no mercado local para entidades que não detém licença de produção;
b) Designação dos produtos a serem exportados;
c) O certificado e registo do camião cisterna ou outro meio de transporte;

d) Nos casos em que o camião cisterna ou meio de transporte não esteja registado no território nacional, deve ser apresentado o certificado e registo da origem ou documento equivalente;
e) Contracto de utilização de oleoduto ou documento similar, caso o transporte do produto até ao país de destino seja feito por oleoduto;
f) A designação dos produtos petrolíferos a serem exportados, incluindo as especificações técnicas dos mesmos.

5. O requerimento de licença para o exercício da actividade de distribuição deve incluir:
a) Uma lista das instalações petrolíferas que o requerente pretenda usar para cada um dos produtos petrolíferos, incluindo instalações partilhadas com outras distribuidoras, detalhando:
i. A localização;
ii. A capacidade;
iii. A propriedade da instalação;
iv. A identificação das distribuidoras que partilhem as mesmas instalações, se for o caso;
v. Apresentação de um plano de investimentos em infra-estruturas de armazenagem e de retalho, para o período correspondente a pelo menos 5 anos da data do pedido da licença.
b) Outros documentos, nomeadamente:
i. Comprovativo de direito de propriedade e registo da instalação de armazenagem dos diferentes produtos petrolíferos que pretenda distribuir e para efeitos de constituição de reservas permanentes em território nacional, desde que essa armazenagem tenha uma capacidade mínima de 10.000 metros cúbicos e esteja implantada numa dos quatro terminais oceânicas nos termos do presente regulamento; ou
ii. Contracto de armazenagem celebrado com o proprietário dos tanques ou armazéns respectivos, quando estes não pertençam ao requerente, válido por pelo menos 24 meses;
iii. O contracto de armazenagem referido no número anterior deve ser de capacidade firme para, pelo menos, 10.000 metros cúbicos, associada a, pelo menos, um terminal oceânico salvo tratando-se de licença para distribuição de GPL apenas, em que a capacidade mínima deve ser de 100 metros cúbicos;
iv. Carta abonatória de um banco nacional, que aceite emissão de garantias bancárias para uma capacidade mínima anual, em meticais equivalentes a $10,000,000.00 (dez milhões de USD);
v. Estrutura organizacional adequada para o exercício da actividade de distribuição de combustíveis;
vi. Demonstração de capacidade para emissão de seguros para a actividade de distribuição de combustíveis.

6. O contracto de armazenagem para efeitos de pedido de licença de distribuição, deve conter o prazo de validade e a capacidade firme referida na alínea b) do número anterior.

7. O requerimento para licenças de retalho em posto de abastecimento de combustíveis e instalações centrais de armazenagem deve ainda incluir o seguinte:
i. Endereço de localização da instalação;
ii. Cópia do registo da instalação;
iii. Cópia de contrato de fornecimento dos produtos petrolíferos com uma distribuidora licenciada;
iv. Cópia da licença de armazenagem da instalação central de armazenagem para o caso de retalhista de instalação central de armazenagem.

8. A entidade licenciadora deve decidir sobre o pedido de licença no prazo máximo de 30 (trinta) dias, contados a partir da data de recepção do mesmo.

Artigo 17
(Motivos de recusa)

1. A entidade licenciadora pode indeferir o pedido de licença nos seguintes casos:

a) O requerente não preencha os requisitos exigidos no presente regulamento e demais legislações aplicáveis;
b) O requerente tenha prestado falsas declarações ou omitida informação relevante;
c) Havendo discrepância entre o objecto social e a actividade que pretende realizar no âmbito do presente regulamento;
d) A atribuição da licença requerida:
   i. Afecte ou possa vir a afectar a existência de um mercado de produtos petrolíferos justo e competitivo;
   ii. Permita ou reforce ou possa vir a permitir ou reforçar uma posição dominante do requerente no mesmo mercado, em detrimento do interesse público, em conformidade com o artigo 35 do presente regulamento.

2. No caso de insuficiência da informação fornecida pelo requerente relativamente à licença solicitada, a entidade licenciadora pode conferir um prazo não superior a 30 (trinta) dias, para remeter a documentação em falta.

3. É vedada a atribuição de uma licença a qualquer requerente que:
a) Tenha sido sancionado por violação das regras constantes do presente regulamento nos 5 anos imediatamente precedentes ao pedido de uma licença;
b) Não seja cidadão moçambicano nem legalmente residente em Moçambique ou, no caso de uma pessoa colectiva, não esteja registada em Moçambique;
c) Tenha sido declarada a sua falência ou insolvência ou esteja em curso um processo judicial que vise a declaração de falência ou insolvência;
d) Tenha sido condenado por sentença judicial transitada em julgado por prática de um acto criminoso e enquanto durar a pena;
e) Seja declarado incapaz por deliberação de uma entidade competente.

4. Em caso de recusa de atribuição de uma licença, a entidade licenciadora deve notificar o requerente por escrito sobre tal decisão, fundamentando os motivos da recusa, no prazo estipulado no número 10 do artigo 16 do presente regulamento.

Artigo 18
(Condições das licenças)

1. A entidade licenciadora pode impor condições nas licenças, nomeadamente:
a) Que o titular deve realizar as actividades de exploração para as quais a licença é atribuída e/ou que as instalações respectivas devem tornar-se operacionais no período de tempo fixado;
b) Que a administração de actividades afectas às instalações de produção, terminais de descarga, instalações de armazenagem e oleodutos, de empresas verticalmente integradas deve ser efectuada com contabilidade separada e sem subsídios cruzados com outras actividades exercidas pela mesma empresa;
c) Que sejam observadas as regras de acesso a terceiros no caso das infra-estruturas de armazenagem;
d) Que sejam observadas as normas de operação, de segurança e ambientais;
e) Que sejam observadas outras condições no quadro de requisitos e limitações estabelecidos por Diploma Ministerial do Ministro que superintende a área da Energia.

Artigo 19
(Validade das licenças)

1. As licenças emitidas ao abrigo do presente Decreto permanecem válidas enquanto:
a) O titular cumprir com as condições da licença;
b) A actividade licenciada continuar a ser exercida pelo titular.

2. A actividade objecto de qualquer licença deve ter início num prazo não superior a dois anos a contar da data da emissão da respectiva licença, sob pena de caducidade.

3. As licenças emitidas ao abrigo do presente Decreto, com excepção das licenças relativas à distribuição, são transmissíveis mediante autorização por escrito da entidade licenciadora.

Artigo 20
(Conteúdo da licença)

As licenças referidas no artigo 14 do presente regulamento devem incluir os seguintes elementos:

a) A identificação da entidade licenciadora;
b) A identificação da legislação habilitante, incluindo o presente regulamento;
c) número e data de emissão;
d) A identificação completa do titular;
e) A residência ou sede social do titular;
f) A localização da instalação objecto da licença;
g) As actividades abrangidas pela licença;
h) A identificação do produto ou produtos abrangidos pela licença;
i) As condições da licença, no quadro dos requisitos e limitações estabelecidos no presente regulamento e por Diploma Ministerial do Ministro que superintende a área da Energia;
j) Validade da licença;
k) Número do registo da instalação petrolífera.

Artigo 21
(Venda de combustíveis pelo distribuidor)

1. O titular de licença de distribuição deve vender os produtos petrolíferos referidos na licença respectiva unicamente a retalhistas titulares de licença de retalho em posto de abastecimento de combustíveis, licença de retalho em instalações centrais de armazenagem e a titulares de registo de instalação de consumo.

2. A distribuidora pode ser titular de registo de instalação de consumo referido no número anterior, nas situações em que se responsabilize pela sua construção e gestão.

3. São permitidos empréstimos operacionais entre distribuidoras, numa situação de défices de stocks.

4. São interditas as vendas referidas no número 1 do presente artigo, em quantidades inferiores a 400 litros de combustíveis líquidos e 110 kg de GPL, por entrega ou capacidade de recipiente.

5. É vedado o carregamento de produtos petrolíferos a todos os meios de transporte que não apresentem o registo e o certificado do equipamento petrolífero válido.

6. O titular de licença de distribuição deve manter nos seus arquivos o registo de cada venda, incluindo o número da licença de retalhista em posto de abastecimento de combustíveis ou o número de registo de instalação de consumo, conforme o caso.

7. A entidade licenciada para actividade de distribuição pode exercer as actividades objecto da licença respectiva, em mais do que uma instalação petrolífera, desde que apresente o certificado de registo correspondente a cada uma das instalações.

8. Em casos excepcionais e para salvaguarda do interesse público, o Ministro que superintende a área da Energia pode autorizar a venda de produtos petrolíferos pelos distribuidores a qualquer retalhista titular de licença de retalho em posto de abastecimento.

Artigo 22
(Venda de combustível em instalações centrais de armazenagem)

1. O titular de licença de retalho em instalações centrais de armazenagem deve vender os produtos petrolíferos referidos na licença respectiva, unicamente aos retalhistas titulares de licença de retalho em posto de abastecimento e posto de revenda, e aos titulares de registo de instalação consumidora, por entrega ou recipiente, nos termos definidos no Regulamento de Construção, Exploração e Segurança dos Postos de Abastecimento dos Combustíveis Líquidos.

2. O titular de licença de retalho referido no número anterior deve vender os seus produtos única e exclusivamente aos retalhistas de postos de abastecimento que tenham vínculo contratual com a distribuidora detentora da instalação central de armazenagem sob sua gestão.

3. O titular de licença de retalho em instalações centrais de armazenagem deve manter nos seus arquivos o registo de cada venda, o número da licença de retalhista em posto de abastecimento de combustíveis e posto de revenda, assim como o número de registo da instalação de consumo.

4. O retalhista em instalações centrais de armazenagem deve adquirir produtos petrolíferos exclusivamente de uma única distribuidora licenciada, com a qual tiver celebrado contrato de fornecimento de produtos petrolíferos, salvo as excepções estabelecidas no número 2 do artigo 83. 5. O retalhista titular de licença para o exercício da actividade em pequena escala nos postos de revenda, deve adquirir o produto exclusivamente de qualquer retalhista detentora de licença em instalações centrais de armazenagem.

6. Para efeitos de aplicação do disposto no número anterior, são classificadas como actividades de pequena escala em postos de revenda, as vendas até 10.000 kg de GPL e 3.000 litros de petróleo de iluminação por mês em instalações petrolíferas, nos termos definidos no Regulamento de Construção, Exploração e Segurança dos Postos de Abastecimento dos Combustíveis Líquidos.

Artigo 23
(Venda de combustível em postos de abastecimento)

1. O titular de licença de retalho em posto de abastecimento de combustíveis deve vender os produtos petrolíferos referidos na licença respectiva, unicamente aos consumidores finais.

2. O retalhista deve adquirir produtos petrolíferos exclusivamente de uma única distribuidora licenciada com a qual tiver celebrado contrato de fornecimento, salvo as excepções estabelecidas no número 2 do artigo 83.

Artigo 24
(Extinção das licenças)

1. As licenças emitidas nos termos do presente regulamento extinguem-se por:
   a) Revogação;
   b) Renúncia.

2. Sem prejuízo do estabelecido no número anterior, a entidade licenciadora pode revogar uma licença, caso o respectivo titular:
   a) Viole qualquer disposição do presente regulamento e legislação aplicável, ou condição da licença respectiva;
   b) Tenha prestado falsas declarações ou omitida informação relevante para a obtenção da licença;
   c) Interrompa qualquer uma das actividades objecto da licença sem motivo plausível por um período superior a 180 dias contados a partir do momento da notificação;
   d) Recuse o fornecimento de informação solicitada pela entidade reguladora nos termos do artigo 77 do presente Regulamento;
   e) Não tenha iniciado com actividade objecto da licença, por um período de 1 ano após a emissão da respectiva licença;
   f) Não tenha construído pelo menos 3 postos de abastecimento de combustíveis, num período de 2 anos após a emissão da licença respectiva, no caso de titulares de licença de distribuição.

3. A revogação a que alude o número anterior deve ser efectuada desde que:
   a) A entidade licenciadora tenha entregue ao titular um pré-aviso de, pelo menos, 45 (quarenta e cinco) dias, notificando-o da intenção de revogar o título respectivo, com a indicação dos fundamentos de tal revogação;
   b) Se no prazo de 30 (trinta) dias, o titular não tiver tomado medidas para sanar o motivo da notificação da revogação ou não tiver entregue por escrito quaisquer observações relativas à intenção de revogação.

4. A renúncia verifica-se quando o titular da licença manifeste, por escrito, à entidade licenciadora, com antecedência mínima de 90 dias, a intenção de cessar o exercício das actividades relevantes e proceda à devolução do título da respectiva licença.

5. As licenças referidas no número 1 do artigo 14 do presente regulamento, extinguem-se quando:

a) A actividade licenciada não continue a ser exercida pelo titular por um período de 1 ano;
b) Deixe de se verificar qualquer dos requisitos para a sua atribuição nos termos do presente regulamento.

Artigo 25
(Armazenagem, entrega e transferências)

1. A armazenagem de produtos petrolíferos é apenas permitida numa instalação petrolífera apropriada e em conformidade com o estabelecido no presente regulamento.

2. As instalações de armazenagem de produtos petrolíferos, devem obedecer às normas técnicas aplicáveis e regulamentos de segurança em vigor.

3. A entrega de produtos petrolíferos a uma instalação petrolífera deve ser permitida apenas se:

a) Tiver sido efectuado um registo para a exploração da instalação, nos termos do presente regulamento;
b) A entidade que efectua a entrega inscrever o número de registo da instalação respectiva num suporte permanente e a mantenha.

4. A transferência de produtos petrolíferos entre quaisquer instalações petrolíferas, incluindo veículos cisterna e o enchimento de qualquer recipiente, deve ser executada com estrita observância das normas técnicas e de segurança, devendo ser imediatamente suspensa caso se considere ou se detecte a iminência de ocorrência de uma situação que perigue a segurança das pessoas, do meio ambiente ou dos próprios equipamentos, ou a contaminação do próprio produto.

5. A armazenagem de produtos petrolíferos em trânsito, com especificações diferentes das que vigoram no país, deve ser efectuada em instalações que permitam a segregação em relação aos produtos para o mercado nacional, e não deve prejudicar a disponibilidade de armazenagem para atender às necessidades do mercado local.

SECÇÃO III
Taxas

Artigo 26
(Tipos de taxas)

1. É devido o pagamento de taxas pelos seguintes actos:

a) A emissão da licença e registo;
b) Os averbamentos das licenças e registos;
c) A emissão de segunda via de licença ou registo;
d) A emissão de licença de técnico petrolífero, averbamento e segunda via;
e) A vistoria das instalações e equipamentos petrolíferos;
f) Taxa de infra-estruturas para expansão de infra-estruturas petrolíferas.

2. Para além das taxas referidas no número 1, é devido o pagamento de uma taxa de incentivo geográfico, regulada nos termos do presente regulamento.

Artigo 27
(Valor das Taxas)

1. A tramitação dos pedidos de licenças, registos e outras autorizações, estão sujeitos ao pagamento de taxas estabelecidas no anexo II do presente regulamento.

2. Os montantes das taxas previstas no presente artigo podem ser alterados por Diploma Ministerial conjunto dos Ministros que superintendem as áreas de Energia e das Finanças, tendo em conta entre outros factores, a alteração das circunstâncias económicas e a evolução da concentração geográfica das estruturas do mercado de combustíveis líquidos.

3. Os valores das taxas referidas no presente artigo, devem ser entregues na totalidade, por meio de documento adequado, na Recebedoria da Fazenda da área fiscal respectiva, no mês seguinte ao da sua cobrança, pela entidade licenciadora.

Artigo 28
(Distribuição das Taxas)

1. O valor das taxas previstas no anexo II, têm a seguinte distribuição:
   a) 60% para o Estado;
   b) 40% para Entidade Licenciadora.
2. O valor da taxa de vistoria às instalações prevista no anexo II, têm a seguinte distribuição:
   a) 40% para o Estado;
   b) 30% para entidade licenciadora;
   c) 30% para a distribuição equitativa pelos peritos que integrarem a equipa de vistoria às instalações.

Artigo 29
(Incentivo geográfico)

1. A taxa de incentivo geográfico é devida no acto da vistoria, para efeitos do registo das instalações e equipamentos petrolíferos em qualquer posto de abastecimento de combustíveis localizada na zona A, excepto quando se tratar da renovação do respectivo registo.
2. O valor da taxa de incentivo geográfico é estabelecido no anexo II do presente decreto.
3. Para além dos valores obtidos em conformidade com o número anterior, constituem ainda receitas para o incentivo geográfico o montante correspondente a 5% da Taxa Sobre os Combustíveis (TSC) incidente sobre o gasóleo e a gasolina.
4. A taxa de incentivo geográfico não é devida nas seguintes situações:
   a) Quando o titular da instalação tenha um número de registos de postos de abastecimento localizados nas zonas B e C igual ou superior ao número de registos de postos de abastecimento localizados na zona A; e
   b) Quando o titular instale, em simultâneo, um posto de abastecimento nas zonas A e C.
5. Para efeitos de aplicação do número anterior entende-se por:
   a) Zona A:
      i. As circunscrições territoriais das Cidades de Maputo, Matola, Beira, Nampula, Tete, Pemba, Nacala, Chimoio, Inhambane, Xai-Xai, Lichinga e Quelimane;
      ii. As faixas ao longo das estradas nacionais número 1, número 4, número 6 e Estrada Circular de Maputo, até 500 metros do eixo das mesmas.
   b) Zona B:
      i. Todas as circunscrições territoriais das cidades não incluídas no ponto i), da alínea a) do presente artigo;
      ii. Todas as sedes distritais com postos de abastecimento de combustíveis em funcionamento.
   c) Zona C:
      i. As áreas localizadas em distritos sem postos de abastecimentos de combustíveis ou em locais que distem a mais de 25 km de um posto de abastecimento de combustíveis operacional;
      ii. Locais com postos de abastecimentos de combustíveis que distem a menos de 25 km com dificuldades de acesso ou transitabilidade para os mesmos.
   d) Outras áreas a serem estabelecidas por Diploma Ministerial do Ministro que superintende a área de Energia, o qual pode ser alterado uma vez por ano, entrando em vigor 90 dias após a sua publicação.

Artigo 30
(Incentivo à expansão das infra-estruturas logísticas nacionais)

1. As receitas destinadas ao incentivo à expansão das infraestruturas logísticas nacionais, provém da rúbrica de custo de infra-estruturas estabelecida pela estrutura de preços.

2. O custo de infra-estruturas destina-se a apoiar à expansão das infra-estruturas logísticas de média e grande dimensão pelo país, com vista a aumentar a segurança energética, reduzir custos logísticas de distribuição, aumentar a disponibilidade e apoiar a criação dos preços unificados de produtos petrolíferos, assegurando a competitividade do país como corredor logístico para o *interland*.

3. Os projectos de investimento elegíveis para este apoio são os que envolvem:

a) Construção de infra-estruturas petrolíferas nos terminais de distribuição, desde que pelo menos 60% da capacidade da infraestrutura a ser construída, seja usada para distribuição em território nacional;
b) Construção de instalações de armazenagem GPL ou de terminais de recepção de GPL, localizadas ou ligadas aos terminais de distribuição de Maputo, Beira, Nacala e Pemba ou em outras áreas que sejam definidas por Diploma Ministerial do Ministro que superintende na área de Energia;
c) Construção de postos de abastecimento de GNV.

4. Os apoios financeiros a conceder ao tipo de projectos indicados no número anterior do presente artigo, revestem a forma de incentivos monetários não reembolsáveis.

5. Será dada preferência aos projectos com a participação da empresa nacional de distribuição de combustíveis, desde que esta detenha 50% ou mais no projecto.

6. O Mecanismo de incentivo à expansão de infra-estruturas deve ser definido por Diploma Ministerial conjunto dos Ministros que superintendem as áreas de Energia e Finanças.

7. O valor destinado à expansão de infraestruturas deve ser colectado pelas empresas titulares de licença de distribuição e canalizado mensalmente ao Estado.

Artigo 31
(Expansão do acesso a combustíveis líquidos e gás natural veicular)

1. O incentivo geográfico destina-se a apoiar a expansão geográfica do acesso a combustíveis líquidos e gás natural veicular.

2. Os projectos de investimento elegíveis para este apoio financeiro são os que envolvem:

a) A construção de postos de abastecimento de combustíveis na zona C, desde que não exista nenhum posto de abastecimento operacional num raio de 25 km do local previsto, sem prejuízo do disposto na alínea d) do número 5 do artigo 29 do presente regulamento;
b) A reabilitação das infra-estruturas referidas na alínea a), que estejam inoperacionais no momento da recepção da candidatura do requerente para financiamento respectivo;
c) A construção de postos de abastecimento de combustíveis na zona "C" desde que não exista nenhum posto de abastecimento de combustível operacional;
d) A construção de postos de abastecimento de gás natural comprimido (GNC), em regiões do país onde se verifique a sua viabilidade ou a implantação de unidades de abastecimento de GNC em postos de abastecimento de combustíveis existentes.

3. Os apoios financeiros a conceder ao tipo de projectos indicados nas alíneas a), b), c) e d) revestem a forma de incentivos monetários não reembolsáveis.

4. Os apoios financeiros a conceder ao tipo de projectos indicados na alínea e) provém de dotação orçamental e revertem a forma de incentivos financeiros não reembolsáveis, devendo contribuir para o apoio até ao máximo de 80% do custo total de cada actividade seleccionada pela Comissão de Gás Natural Veicular (CGNV) a que se refere o artigo 34.

5. Será dada preferência a projectos com a participação da empresa nacional de distribuição de produtos petrolíferos, desde que esta posição dominante na estrutura (50% ou mais no projecto).

Artigo 32
(Comissão de acompanhamento)

1. Para permitir o acompanhamento do apoio financeiro à expansão do acesso a combustíveis líquidos referido no artigo 31 do presente regulamento, o Ministro que superintende a área da Energia pode criar uma comissão que integra um representante das associações distribuidoras e outro da associação de retalhistas.
2. A Comissão de Acompanhamento tem por objectivo acompanhar os progressos realizados na prossecução do objectivo do incentivo geográfico e/ou propor medidas que permitam melhorar e acelerar a realização dos objectivos preconizados no artigo 31 do presente regulamento.
3. O FUNAE deve enviar o relatório semestral de execução do Incentivo Geográfico à Comissão de acompanhamento, que deve conter o valor total, de acordo com o disposto nos números anteriores.

Artigo 33
(Destino das receitas do incentivo geográfico e da taxa de vistoria as instalações)

1. O montante da taxa do incentivo geográfico referido nos números 2 e 3 do artigo 29 destina-se ao Fundo de Energia (FUNAE), sendo:
   a) 40% destinados a apoiar a expansão geográfica do acesso aos combustíveis líquidos;
   b) 60% destinados a financiar o programa de desenvolvimento de gás natural comprimido para uso em veículos.
2. O licenciamento do gás natural veicular será estabelecido em legislação específica.

Artigo 34
(Comissão do gás natural veicular)

1. É criada a Comissão do Gás Natural Veicular, abreviadamente designada por CGNV.
2. Cabe à CGNV:
   a) Supervisionar os financiamentos do programa de desenvolvimento do gás natural comprimido para uso em veículos;
   b) Estabelecer os critérios de selecção e os mecanismos de financiamento deste programa;
   c) Alocar as receitas obtidas do incentivo geográfico para várias componentes do programa, incluindo:
      i. O desenvolvimento de infra-estruturas de distribuição de gás natural comprimido para uso em veículos;
      ii. O desenvolvimento do mercado de veículos a gás natural;
      iii. Actividades de promoção e de assistência técnica para desenvolvimento do mercado de gás natural para uso em veículos.
3. A CGNV é composta por representantes designados pelos Ministros que superintendem os sectores da energia, das finanças e dos transportes.
4. Cabe ao Ministro que superintende o sector da energia aprovar o Regulamento Interno da CGNV, no prazo de 180 (cento e oitenta) dias.
5. O bónus a pagar aos membros da CGNV e ao Secretariado respectivo, bem como a quaisquer outras despesas relacionadas com o seu trabalho devem ser determinados por um Diploma Ministerial conjunto dos Ministros que superintendem as áreas de Energia e Finanças e as receitas para estes pagamentos devem ser suportadas pela Taxa de Incentivo Geográfico.

SECÇÃO IV
Transacções sobre Instalações e equipamentos petrolíferos

Artigo 35
(Venda ou alienação de instalações e equipamentos petrolíferos)

1. A transferência da propriedade de instalações petrolíferas que resulte da venda ou alienação das mesmas ou da realização de quaisquer acordos comerciais, fusões ou quaisquer outras transacções entre duas ou mais entidades, carece de uma autorização do Ministro que superintende a área de Energia.

2. A autorização referida no número anterior deve ser concedida se, depois de consideradas as participações das partes envolvidas no mercado de produtos petrolíferos e a partilha deste mercado associada às instalações e equipamentos em causa, se verificar que, como resultado directo da transferência respectiva, nenhuma das partes envolvidas:

a) Obtém ou pode vir a obter mais de 30% da quota do mercado nacional de produtos petrolíferos;
b) Aumenta ou pode vir a aumentar a sua quota do mercado nacional de produtos petrolíferos, caso já detenha mais de 30%;
c) Não encerre ou reduza a actividade em mais de 30% nos 5 anos posteriores a transacção.

3. Caso a transacção resulte no incumprimento do número anterior, o Ministro que superintende a área de Energia pode emitir uma autorização condicionada a venda de activos ou condicionada a prazos, para o cumprimento do número anterior.

4. O Ministro que superintende a área de Energia pode autorizar a transferência de propriedade de instalações petrolíferas que ultrapasse os limites impostos no número anterior, desde que a entidade beneficiária de tal transferência esteja devidamente licenciada a operar no mercado nacional de produtos petrolíferos e seja detida em, pelo menos, 51% pelo capital nacional.

5. As distribuidoras de produtos petrolíferos licenciadas a operar no mercado nacional podem investir em novas instalações e equipamentos petrolíferos e na ampliação e reparação das existentes, de sua propriedade, mesmo que obtenham deste modo uma quota do mercado nacional superior a 30%.

Artigo 36
(Transferência de bens imobiliários)

1. A transferência de um bem imobiliário não concede o direito ao beneficiário de explorar uma instalação petrolífera que se situe nos limites do bem respectivo e que necessite de um registo de exploração nos termos do presente regulamento, salvo se o registo de exploração, tiver sido validamente transferido por averbamento.

2. Antes da transferência do título de propriedade de um bem imobiliário onde se situe qualquer instalação petrolífera que não esteja em uso, o proprietário deve tomar as medidas prescritas nos artigos 13 e 84, a não ser que o beneficiário da transferência assuma por escrito a responsabilidade por quaisquer medidas suplementares necessárias, num formato aprovado pela entidade licenciadora.

3. No caso de aprovação da transferência de um registo de exploração, no momento da transferência, o cedente deve entregar ao beneficiário da transferência:

a) Um registo de todos os testes, certificados de inspecção e outros requisitos nos termos da regulamentação de operação aplicável;
b) Uma cópia das ordens emitidas pela entidade licenciadora, em conformidade com o presente regulamento e regulamentação subsidiária e que ainda não tenham sido cumpridas;
c) Ceder mensalmente os stocks do produto em trânsito no Pais de todos os proprietários por si representados.

Artigo 37
(Acesso de terceiros à instalações petrolíferas para o mercado interno)

1. O titular de licença de distribuição, de terminal de descarga, de armazenagem ou de oleoduto, tem a obrigação de receber, expedir, manusear, armazenar, misturar, ou

conduzir, sem discriminação e em termos comerciais não discriminatórios, produtos petrolíferos de terceiros, nas suas instalações petrolíferas de armazenagem, de terminal de descarga ou de oleoduto, contanto que:

a) Exista capacidade disponível na instalação petrolífera em causa;
b) Não exista problemas técnicos insuperáveis que excluam o uso de tal instalação petrolífera para satisfazer o pedido de terceiros.

2. Se a capacidade disponível na instalação petrolífera em causa, dimensões ou rota de oleoduto, for insuficiente para acomodar os pedidos de terceiros, os titulares da licença são obrigados a efectuar a modificação da instalação para que, em termos comercialmente aceitáveis, os pedidos de terceiros possam ser satisfeitos, contanto que:

a) Tal alteração não cause um efeito adverso sobre a integridade técnica ou a operação segura da instalação petrolífera;
b) Os terceiros tenham assegurado fundos suficientes para suportar os custos da alteração requerida. 3. O Ministro que superintende a área de Energia pode dispensar o cumprimento da obrigação prevista no número anterior por parte do titular de licença de distribuição, de terminal de descarga, de armazenagem ou de oleoduto, conforme o caso, se aquele tiver feito esforços razoáveis para satisfazer o pedido de terceiros e provar não ser possível receber, enviar, manusear, armazenar, misturar, ou conduzir os produtos petrolíferos de terceiros ou efectuar a alteração solicitada da instalação petrolífera.

4. Os titulares das licenças ou operadores das instalações petrolíferas devem actuar com transparência na negociação do acesso às suas instalações, sendo-lhes vedado impor condições discriminatórias.

5. Os titulares de licença de distribuição, de terminal de descarga, de armazenagem ou de oleoduto devem disponibilizar a terceiros que assim o solicitem, em termos não discriminatórios, os dados históricos relevantes sobre a instalação petrolífera em causa a fim de facilitar as negociações de termos comerciais aceitáveis.

6. Se, no prazo de 6 (seis) meses após a notificação do pedido de acesso à instalação petrolífera ou de aumento da capacidade respectiva, as partes não chegarem a acordo sobre os termos comerciais ou operacionais que assegurem o acesso pretendido, a questão pode, dependendo dos termos do contrato, ser submetida para resolução:

a) A uma comissão independente;
b) A arbitragem;
c) Às autoridades judiciais competentes.

7. Compete ao Ministro que superintende a área de energia estabelecer as metodologias para acesso de terceiros às instalações petrolíferas.

8. Para além das suas necessidades de abastecimento ao mercado interno, a entidade detentora de uma infraestrutura de armazenagem nos terminais oceânicos deve reservar, pelo menos, 25% da capacidade das suas instalações para acesso a terceiros para produtos destinados ao mercado interno.

Artigo 38
(Acesso de terceiros à instalações petrolíferas para o mercado externo)

1. O titular de licença de distribuição, de terminal de descarga, de armazenagem nas instalações de distribuição e centrais de armazenagem ou de oleoduto, sempre que firmarem contratos de armazenagem com detentores de produto em trânsito devem comunicar por escrito ao Ministério que superintende a área, devendo ainda anexar a copia do referido contrato.

2. Os contratos de armazenagem referidos no número anterior devem ser celebrados somente quando não põe a causa a capacidade alocada ao mercado nacional.

SECÇÃO V
Reexportação, bunkering e abastecimento a plataformas, navios e equipamentos de exploração de recursos naturais

Artigo 39
(Exercício da actividade de bunkering e reexportações)

1. As entidades licenciadas para exercer a actividade de distribuição de produtos petrolíferos, podem prestar serviços de bunkering tanto nos portos como nas águas territoriais nacionais e reexportação desses produtos, desde que realizem as actividades cumulativamente com a venda no mercado interno.
2. As entidades não sedeadas no País, que pretendam desenvolver a partir de Moçambique, actividades de bunkering à navegação internacional de produtos por si colocados no País ou adquiridos em moeda externa exclusivamente para esse fim, e de fazer transitar esses produtos de e para os países vizinhos, devem fazê-lo através das entidades licenciadas, nos termos do presente regulamento.
3. Não são permitidas as reexportações de produtos petrolíferos, sempre que tal actividade por em causa a manutenção das reservas permanentes no país, com excepção de bunkering.
4. O Ministro que superintende a área da energia pode impor limitações em termos geográficos, por produto e período de duração da proibição.

Artigo 40
(Abastecimento a plataformas, navios e equipamentos de exploração de recursos naturais)

1. As plataformas, navios e demais equipamentos de prospecção, pesquisa e exploração de recursos naturais, enquanto em actividade dentro do território nacional, devem consumir exclusivamente produtos petrolíferos fornecidos por entidades distribuidoras licenciadas em Moçambique.
2. Às actividades referidas no número anterior aplica-se o regime dos números 1 e 2 do artigo anterior.
3. O abastecimento a plataformas, navios e equipamento de exploração de recursos naturais por entidades não licenciadas é punível nos termos do presente regulamento.

Artigo 41
(Tarifas, termos e condições)

1. As tarifas, os termos e as condições de prestação dos serviços de bunkering e de reexportação de produtos petrolíferos, devem ser justos, competitivos e não discriminatórios ou preferenciais, tendo em conta as modalidades e níveis praticados internacionalmente e em especial na região da África Austral.
2. O Ministro que superintende a área da Energia pode solicitar às entidades licenciadas informações sobre as tarifas, os termos e as condições referidas no número anterior.
3. Os titulares de licença de distribuição ou de armazenagem devem obedecer ao previsto no regulamento específico para os armazéns designados para produtos petrolíferos. 4. As entidades que efectuam bunkering e reexportação, devem obedecer ao estabelecido na legislação aduaneira, ambiental e outra aplicável.

CAPÍTULO III
Aprovisionamento de Combustíveis Líquidos ao Mercado Nacional

SECÇÃO I
Princípios gerais de aprovisionamento

Artigo 42
(Produtos abrangidos)

1. Com a finalidade de obter economias de escala, a aquisição dos produtos a seguir discriminados efectuar-se-á através dos serviços de agenciamento de uma única entidade

denominada Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos (IMOPETRO, Lda.), nos termos do presente regulamento:

a) Gases de Petróleo Liquefeito (GPL);
b) Gasolinas auto;
c) Petróleo de aviação e petróleo de iluminação;
d) Gasóleo.

2. A lista de produtos referidos no número anterior, pode ser alterada, sempre que se julgar conveniente, por Diploma Ministerial do Ministro que superintende a área de Energia.

Artigo 43
(Aprovisionamento)

1. O aprovisionamento em produtos petrolíferos ao mercado nacional deve ser feito em primeiro lugar com recurso aos produtos de produção local, desde que:

a) Estejam em conformidade com as características estabelecidas nas especificações aplicáveis;
b) Estejam disponíveis localmente;
c) Os seus preços sejam estabelecidos em regime de livre concorrência com os preços de produtos equivalentes obtidos no mercado internacional, devendo, no entanto, haver um mecanismo que assegure a continuidade de produção local nos casos em que estes não forem competitivos;
d) O mecanismo a que se refere na alínea anterior deve ser definido por Diploma Ministerial conjunto dos Ministros que superintendem as áreas da Energia e das Finanças.

2. Só depois de esgotada a possibilidade referida no número anterior deve ser feito o recurso aos produtos petrolíferos importados.

3. A reexportação de produtos petrolíferos deve ser autorizada depois de satisfeitas as necessidades do mercado interno.

4. Qualquer acordo, escrito ou tácito, entre participantes no mercado de aprovisionamento de produtos petrolíferos para consumo nacional e entre estes e fornecedores ao mercado nacional ou regional ou de uso de posição dominante no mercado para obtenção de margens operacionais acima das que resultariam de uma situação de mercado concorrencial ou que tenha como resultado a obstrução da concorrência ou a sua redução, nos processos relacionados com a aquisição dos produtos petrolíferos, é interdita e deve ser punida nos termos do presente regulamento e demais legislação aplicável.

Artigo 44
(Produção local de produtos petrolíferos)

1. A produção local de produtos petrolíferos deve ser efectuada por entidades detentoras de licença de produção.

2. A entidade licenciada para exercer a actividade de produção pode importar produtos petrolíferos para uso apenas como matéria prima no processo de produção.

3. Os produtos petrolíferos da produção local para o fornecimento ao mercado interno devem ser adquiridos pelo fornecedor que tenha ganho o concurso público internacional previsto no artigo 57, mediante contrato com a entidade detentora de licença de produção.

4. A importação dos produtos petrolíferos referidos no número 2 deve obedecer aos requisitos previstos nos números 2, 3, 4 e 5 do artigo 47.

5. As entidades detentoras de licença de exportação podem exportar os produtos petrolíferos de produção local desde que tenha sido satisfeita a demanda do mercado interno.

SECÇÃO II
Importações

Artigo 45
(Princípios gerais de importação)

1. A importação de combustíveis líquidos e de quaisquer produtos petrolíferos utilizando donativos ou créditos governamentais deve obedecer ao prescrito no número 1 do artigo 42 do presente regulamento, à excepção dos casos previstos no artigo 46 do presente regulamento.
2. As entidades que, para efeitos de importação, usem os serviços da Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos (IMOPETRO, Lda.), devem ser consideradas importadoras dos produtos respectivos para todos os efeitos legais.
3. É interdita a importação, exportação e reexportação de combustíveis líquidos por entidades que não sejam titulares de uma licença de distribuição ou de produção nos termos do presente regulamento.
4. Não carecem de autorização de importação as provisões normais de carburantes e óleos lubrificantes dos meios de transporte que atravessem fronteiras.

Artigo 46
(Importação em casos excepcionais)

1. Em determinadas circunstâncias e para a defesa dos interesses económicos do país, o Ministro que superintende a área de Energia pode, mediante concordância do Ministro que superintende a área das Finanças, designar uma distribuidora devidamente licenciada para efectuar a importação dos produtos petrolíferos, no mercado internacional ou ao abrigo de acordos e/ou protocolos celebrados entre o Governo de Moçambique e Governos de outros Países.
2. Para efeitos no disposto no número anterior, a entidade importadora, fica dispensada do procedimento do concurso público internacional definido no artigo 55, podendo efectuar negociação directa com entidades que garantam o fornecimento em condições benéficas para o país, nos termos da legislação aplicável.
3. A importação nestas situações deve ter em conta os objectivos definidos nas alíneas a) b) e j) do artigo 4.

Artigo 47
(Autorizações especiais de importação)

1. Podem ser concedidas autorizações especiais de importação às entidades que não possuam licença de distribuição para a importação dos seguintes produtos:
   a) Gasolina de aviação (Avgas);
   b) Asfalto e outros produtos betuminosos;
   c) Óleos combustíveis.
2. As autorizações especiais de importação devem ser emitidas por produto e devem incluir os mesmos elementos das licenças referidas no artigo 14 do presente regulamento.
3. O requerimento para obtenção de autorização especial de importação deve incluir:
   a) A identificação completa do requerente e comprovação de domicílio em território nacional;
   b) A natureza e quantidade do produto a importar, o período durante o qual se pretende fazer as importações e os postos fronteiriços a usar;
   c) Documentos que permitam estabelecer:
      i. A capacidade jurídica do requerente;
      ii. Que o produto a importar obedece a especificações técnicas apropriadas.
   d) Que o requerente:
      i. Esteja licenciado para o exercício em território nacional da actividade consumidora do produto a importar e que a quantidade pretendida corresponde à dimensão desta actividade;
      ii. Possua condições para armazenagem e manuseamento desse produto;
      iii. Que os preços, termos e condições sejam justos e competitivos face aos preços, termos e condições oferecidos pelas distribuidoras licenciadas.

4. As autorizações especiais de importação extinguem-se nos termos do artigo 24 do presente regulamento.

Artigo 48
(Formalidades)

As entidades autorizadas a importar produtos petrolíferos nos termos do presente regulamento devem cumprir os trâmites de registo de importador e demais procedimentos legais relativamente às importações para o período e quantidade de produto mencionado no documento de autorização.

SECÇÃO III
Operadora de Aquisições de combustíveis líquidos (IMOPETRO, Lda.)

Artigo 49
(Princípios gerais)

1. A IMOPETRO, Lda. é uma sociedade comercial, dotada de personalidade jurídica, autonomia financeira e patrimonial, participada pelas distribuidoras autorizadas a operar no mercado nacional, na proporção da sua quota de mercado e tendo em conta a cobertura geográfica.
2. As decisões das assembleias gerais da IMOPETRO, sobre o fornecimento de produtos petrolíferos devem ser homologadas pelo Ministro que superintende a área de Energia, quando sejam de interesse público.
3. Deve ser sempre salvaguardada a participação, na Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos (IMOPETRO, Lda.), de novas entidades detentoras de licença de distribuição.
4. Fica vedado à Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos (IMOPETRO, Lda:
   a) O exercício da actividade de produção, distribuição ou comercialização de produtos petrolíferos;
   b) Ter participações em qualquer tipo de sociedade, realizar aplicações ou assumir compromissos financeiros que não respeitem directamente às suas atribuições;
   c) Contratar ou manter nos seus cargos de direcção e chefia, indivíduos que tenham qualquer tipo de relação contratual com ou participações em empresas de petróleo, de distribuição de produtos petrolíferos a operar no País, ou entidades intermediárias de tais produtos, seus accionistas, suas subsidiárias ou afiliadas.
5. A direcção da Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos (IMOPETRO, Lda.) é exercida por um Director-Geral seleccionado através de um concurso público em que participem indivíduos qualificados e de reconhecida experiência em matéria de procurement de produtos petrolíferos, devendo ser dada preferência a candidatos de nacionalidade moçambicana.
6. O candidato seleccionado para exercer o cargo de Director- Geral deve ser homologado pelo Ministro que superintende a área de Energia.
7. O mandato do Director-Geral da IMOPETRO é de três anos e renovável apenas uma vez.

Artigo 50
(Estatutos)

1. Os Estatutos da IMOPETRO, LDA, incluindo as revisões, carecem de aprovação do Ministro que superintende a área de Energia e conformar-se com as disposições do presente regulamento.
2. Os estatutos da IMOPETRO, LDA, devem ser revistos no prazo de 90 (noventa) dias, contados a partir da data de entrada em vigor do presente regulamento.

Artigo 51
(Atribuições da IMOPETRO, LDA.)

1. Com a finalidade de assegurar o abastecimento regular de produtos petrolíferos ao País, nas melhores condições económicas, a Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos deve, sob supervisão da Comissão de Aquisição de Combustíveis Líquidos (CACL):

a) Elaborar os planos de aquisição e suas propostas de revisão;
b) Preparar os cadernos de encargos, lançar os concursos, avaliar as propostas, propor a selecção dos fornecedores sob supervisão das distribuidoras;
c) Negociar e contratar os serviços de agentes, operadores de transportes e manuseamento de produtos petrolíferos, de seguradoras e inspectores, e de quaisquer outras entidades cuja intervenção seja necessária e se reflicta nos custos de importação previstos na estrutura de preços;
d) Confirmar os embarques e assegurar todas as acções e acompanhamento, desde o ponto de origem até à entrada dos produtos em armazém, procedendo às notificações, avisos e reclamações que se impuserem em cada caso;
e) Efectuar a coordenação entre as distribuidoras e:
   i. As instituições financeiras para efeitos dos pagamentos devidos pelas importações;
   ii. As Alfândegas para todos os trâmites relacionados com os despachos dos produtos e os pagamentos das imposições aduaneiras devidas;
   iii. Quaisquer outras entidades intervenientes nos processos de aquisição para articulação das respectivas acções e pagamentos inerentes.

2. À Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos cabe ainda, sob supervisão da CACL:

a) Pesquisar sistematicamente os mercados nacionais e internacionais por forma a manter informações completas e actualizadas sobre os preços internacionais e outros elementos relativos ao fornecimento de produtos petrolíferos, em termos actuais e prospectivos e sobre todos os potenciais fornecedores;
b) Obter periodicamente das distribuidoras as informações necessárias para comprovar as suas quotas de mercado e possíveis necessidades adicionais;
c) Recolher, compilar e divulgar periodicamente, a ARENE, ao ministério que superintende área de energia, os dados estatísticos específicos respeitantes às aquisições e comercialização por parte de cada distribuidora e sobre os preços internacionais;
d) A Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos, deve reportar ao Ministério responsável pela área da Energia e a ARENE:
   i. Informação sobre as encomendas, certificados de origem e chegada de produtos petrolíferos;
   ii. Informação sobre os pagamentos aos fornecedores;
   iii. Outras informações solicitadas pelo Ministério responsável pela área da Energia e pela ARENE.

Artigo 52
(Pagamentos)

1. As entidades que para efeitos de importação, usem os serviços da Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos, devem ser consideradas importadoras dos produtos respectivos para todos os efeitos legais.

2. As distribuidoras são responsáveis pelo pagamento, na proporção das quantidades de produtos efectivamente recebidos, do custo dos produtos e de outras despesas com a aquisição, incluindo as que ocorram desde os desembarques à entrada dos produtos em armazém e as obrigações aduaneiras.

3. A Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos, pode cobrar às distribuidoras uma comissão destinada a cobrir despesas de funcionamento e assegurar uma reposição dos investimentos realizados, necessários para o desempenho das suas atribuições, nos termos do presente regulamento.

SECÇÃO V
Comissão de Aquisição de Combustíveis Líquidos (CACL)

Artigo 53
(Objectivos da CACL)

1. A CACL, tem como objectivo assegurar a transparência e competitividade nos processos de aquisição de:
   a) Combustíveis líquidos GPL;
   b) Quaisquer produtos petrolíferos, utilizando donativos ou créditos governamentais.
2. A CACL deve ser constituída por 7 (sete) membros nomeadamente:
   a) Três funcionários do Ministério dos Recursos Minerais de Energia, dos quais um deve ser o Presidente, outro Vice-Presidente e o terceiro Secretário Executivo, indicados pelo Ministro que superintende a área de Energia;
   b) Um representante do Ministério da Indústria e Comércio, indicado pelo respectivo Ministro;
   c) Um representante do Ministério da Economia e Finanças, indicado pelo respectivo Ministro;
   d) Um representante do Ministério dos Transportes e Comunicações indicado pelo respectivo Ministro;
   e) Um representante do Banco de Moçambique, indicado pelo respectivo Governador.
3. Constitui quórum para tomada de decisões pela CACL o Presidente, ou o membro em quem este delegue competência para o substituir na sua ausência, mais dois membros.

4. Têm assento nas sessões da CACL, com voz consultiva apenas:
   a) Um representante da Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos;
   b) Um representante das distribuidoras a operar no País, através da associação respectiva, apenas nas discussões de assuntos operacionais e relacionados com a intermediação financeira de produtos petrolíferos;
   c) Quaisquer pessoas de comprovados conhecimentos técnicos na área de combustíveis que o Presidente da CACL convide a participar nos seus encontros ou a pronunciar-se sobre assuntos específicos, sempre que considerar necessário ou conveniente.
5. A CACL deve criar e manter um registo de actas de todas as suas sessões de trabalho, assinadas por todos os membros presentes, onde deve constar, para cada sessão, a lista de presenças, a agenda, as discussões havidas, deliberações e ainda quaisquer observações ou comentários relevantes que qualquer membro pretenda incorporar.
6. A CACL deve regular os seus trabalhos do modo que considerar mais apropriado.
7. Ministério dos Recursos Minerais e Energia deve providenciar instalações e serviços de secretariado à CACL.
8. O bónus a pagar aos membros da CACL e ao Secretariado respectivo, bem como o pagamento de quaisquer outras despesas relacionadas com os seus trabalhos devem ser determinados por Diploma Ministerial conjunto dos Ministros que superintendem as áreas da Energia e das Finanças e as receitas para estes pagamentos devem ser suportadas pela Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos ou outra entidade que for designada para esse efeito.

Artigo 54
(Atribuições e competências da CACL)

1. Cabe a CACL, no âmbito dos processos de aquisições:
   a) Apreciar e supervisionar os programas de aquisições da Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos;
   b) Apoiar a mobilização dos fundos em moeda externa, necessários para a realização dos programas de importação;
   c) Rever os processos de aquisição propostos pela Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos a fim de verificar a sua conformidade com os termos e condições do presente regulamento;

d) Sancionar as propostas de selecção de fornecedores de produtos petrolíferos submetidas pela Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos;
e) Verificar a conformidade dos preços de importação com os preços em vigor no mercado internacional;
f) Supervisionar a negociação e execução dos contratos de fornecimento de produtos petrolíferos e de intermediação financeira das aquisições, em coordenação com as entidades competentes;
g) Emitir instruções relativas às actividades da Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos, no âmbito do presente regulamento;
h) Realizar outras tarefas que lhes sejam atribuídas pelo Ministro que superintende a área de Energia, no âmbito do presente regulamento.

2. Em particular compete à CACL, no âmbito dos concursos públicos de selecção dos fornecedores de combustíveis líquidos e das entidades de intermediação financeira das importações respectivas, e em coordenação com a Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos:

a) Analisar, solicitar as alterações que se julgar convenientes e aprovar o anúncio ou a lista de concorrentes a contactar e os modelos de documentos do concurso propostos pela Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos;
b) Fazer-se representar na sessão de abertura das propostas;
c) Analisar os relatórios de avaliação, e aprovar ou rejeitar, caso a proposta não esteja em conformidade com o estipulado nos procedimentos de concurso público previstos no presente regulamento e fundamentar os motivos de rejeição, se for o caso;
d) Solicitar e rever outros documentos, incluindo as propostas dos concorrentes;
e) Consultar as entidades cujo parecer seja considerado necessário.

3. Nos assuntos relacionados com os processos de selecção das entidades de intermediação financeira para as importações a CACL deve solicitar o parecer do Banco de Moçambique.

4. A CACL pode emitir uma declaração de não elegibilidade para o fornecimento dos produtos ou prestação de serviços previstos no presente regulamento, onde deve constar o nome e endereço da entidade visada, o prazo de vigência da interdição, que pode ser indefinido, e os motivos da interdição, caso seja constatado que tal entidade violou os termos e condições de qualquer contrato para o fornecimento de tais produtos ou serviços, ou se envolveu directamente ou através de um agente, num comportamento corrupto ou fraudulento, em conluio ou coerção na apresentação de uma proposta ou execução de um contrato para o fornecimento de tais produtos ou serviços.

5. A CACL pode ainda emitir uma declaração de não elegibilidade para o fornecimento de produtos petrolíferos caso seja constado que tal entidade, por via de sua associação com uma ou mais distribuidoras licenciadas, promova actos contrários a concorrência na distribuição ou actos que interfiram na competitividade e normal funcionamento de distribuidoras licenciadas, ou se sob que forma for, impeçam ou coloquem obstáculos a distribuidoras locais na aquisição de produtos no âmbito do contrato de fornecimento, para tal usando regras e procedimentos estranhos aos previstos no contrato de fornecimento.

SECÇÃO VI
Selecção dos fornecedores

Artigo 55
(Contratos de fornecimento)

1. A aquisição dos produtos referidos no artigo 42 do presente regulamento, e todos os serviços com impacto no custo com importação na estrutura de preços, deve ser efectuada mediante contratos de fornecimento, para períodos não superiores a 12 meses, ou outro período a ser aprovado pela CACL, adjudicados de acordo com procedimentos de concurso púbico internacional.

2. A aquisição de quaisquer produtos petrolíferos, utilizando donativos ou créditos governamentais, rege-se pelo disposto no número anterior, à excepção dos casos previstos no artigo 46 do presente regulamento.

3. O concurso público internacional tem como objectivo fornecer a todos os potenciais fornecedores de produtos petrolíferos uma notificação adequada, com antecedência razoável, sobre as exigências da entidade importadora, bem como dar-lhes a oportunidade de concorrer em igualdade de circunstâncias para o seu fornecimento.

Artigo 56
(Incompatibilidade)

1. São inelegíveis a participar de concursos de fornecimentos de produtos petrolíferos as seguintes Entidades:
   a) Detentoras das licenças previstas no artigo 14 do presente regulamento; e
   b) Aquelas visadas por uma declaração de não elegibilidade, em vigor, emitida pela CACL nos termos do presente regulamento.
2. As empresas detentoras das licenças de distribuição, subsidiárias dos fornecedores que participem dos concursos de fornecimento de combustíveis ou, que tenham acordos comerciais com estes, não devem fazer parte do processo de avaliação do concurso, bem como no processo de pré-qualificação de fornecedores.

Artigo 57
(Anúncio de concurso)

1. Um anúncio de concurso deve ser publicado em pelo menos um jornal de circulação internacional com pelo menos 15 (quinze) dias de antecedência sobre a data limite de recepção das propostas.
2. Em casos de emergência, para se evitar rupturas de existências, podem ser efectuadas aquisições, com dispensa do anúncio de concurso, devendo haver, em seu lugar, o envio dos documentos de concurso a pelo menos 6 (seis) concorrentes de uma lista previamente aprovada pela CACL.
3. As entidades que detenham armazenagem de combustíveis líquidos em Moçambique, cujas características obedeçam às especificações em vigor, destinados a trânsito para os países vizinhos, podem concorrer para o fornecimento desses produtos ao mercado nacional, nos termos do número anterior.
4. Nos casos previstos no número anterior, para efeitos de determinação dos preços de importação, a data de embarque dos produtos deve ser substituída pelo mês imediatamente anterior ao da data do documento de transacção pelo qual estes produtos passam a propriedade de qualquer titular de uma licença de distribuição ou de produção, sendo usada a média mensal respectiva dos preços relevantes.
5. Exceptua-se do disposto nos números 2 e 3 a necessidade de atender às situações de grave emergência, casos em que a transferência de produto importado e armazenado para trânsito, possa ser usado no mercado interno, mediante a autorização da CACL.

Artigo 58
(Documentos de concurso)

1. Os documentos de concurso devem fornecer toda a informação necessária que permita a um eventual concorrente preparar a sua proposta.
2. Os critérios para avaliação das propostas e selecção do concorrente preferido devem ser claramente expostos nas instruções aos concorrentes, onde deve incluir também o modelo de contrato a assinar.
3. Das instruções aos concorrentes e modelo de contrato devem constar cláusulas de desencorajamento de comportamentos corruptos e fraudulentos, de coerção ou conluio.

Artigo 59
(Revisão pela CACL)

Os modelos de documentos de concurso, as propostas de adjudicação e os contratos com os fornecedores devem ser revistos pela CACL, que deve efectuar também o acompanhamento da execução dos contratos respectivos, nos termos deste regulamento.

CAPÍTULO IV
Regime Aduaneiro

Artigo 60
(Obrigações aduaneiras)

1. São devidas obrigações aduaneiras para os casos das importações das distribuidoras ou no caso das importações destinadas ao consumo próprio.
2. Os mecanismos a seguir para o pagamento das imposições nos casos previstos no número anterior, incluindo para os produtos em trânsito internacional e os destinados à reexportação ou à constituição de reservas permanentes, nos termos do presente regulamento, devem ser estabelecidos pelas Alfândegas, à luz do regime geral de importações.

CAPÍTULO V
Regime de Preços

SECÇÃO I
Princípios gerais e componentes da estrutura de preços

Artigo 61
(Fixação e formação dos preços)

1. Os preços de venda dos produtos petrolíferos para consumo no mercado nacional são estabelecidos em moeda nacional por unidade de medida de comercialização, de acordo com a seguinte sequência:
   a) Custo do produto importado a granel, colocado nos armazéns dos terminais de distribuição (Custo Base);
   b) Preço de venda a granel a praticar pelas distribuidoras (Preço de Venda do Distribuidor);
   c) Preço de Venda ao Público.
2. Para efeitos de aplicação deste capítulo, são considerados produtos petrolíferos:
   a) Os gases de petróleo liquefeitos (GPL);
   b) As gasolinas auto;
   c) O petróleo de iluminação;
   d) O gasóleo.
3. A temperatura de referência para a comercialização de qualquer produto petrolífero, por unidade de volume do líquido respectivo, deve ser de 20ºC.
4. O custo de aquisição de biocombustíveis destinados à mistura com combustíveis deve ser estabelecido por Diploma Ministerial Conjunto dos Ministros que superintendem as áreas da Energia e das Finanças.

Artigo 62
(Custo base)

1. O Custo Base, para cada produto, é o custo do produto importado, colocado nos terminais de distribuição, situados:
   a) Nos Portos de Maputo (Língamo - Matola) e Beira, no caso do GPL;
   b) Nos portos de Maputo (Língamo - Matola), Beira, Nacala e Pemba, para os restantes produtos.
2. O Custo Base é obtido pela soma dos seguintes componentes:
   a) O Preço Base;
   b) Correcção do Preço Base;
   c) Os custos com a importação.
3. Para efeitos de definição do Custo Base, o Ministro que superintende a área de Energia pode autorizar a inclusão de outros terminais na lista referida no número 1, tendo em conta os desenvolvimentos logísticos com vista a um aprovisionamento mais seguro e eficiente de combustíveis líquidos ao mercado nacional.

Artigo 63
(Preço base)

1. O Preço Base, para cada produto petrolífero, é o preço FOB (em toneladas métricas) de referência no mercado internacional, acrescido de (um prémio, frete e seguro) e que deve incluir despesas portuárias, ou de cais relacionadas com o produto ou navio tanque, sobreestadias, agenciamentos, perdas na descarga e outras despesas afins, quando estas não estejam incluídas no cálculo da componente custos com a Importação.

2. Caso haja produção local, para efeitos do cálculo do Preço Base para cada produto petrolífero, é considerado a média ponderada do preço da produção local às quantidades da produção local e do Preço Base referido no número anterior ponderada as quantidades importadas referentes ao mês anterior ao do cálculo.

Artigo 64
(Correcção do preço base)

A componente Correcção do Preço Base (CPB), destina-se a corrigir o valor do Preço Base, determinado por produto, e deve ter em conta os ganhos ou perdas realizadas, nos termos do presente regulamento, no respectivo processo de aquisição, considerando:

a) impacto da variação dos preços internacionais e da taxa de câmbio na determinação do Preço Base;
b) Ajustes destinados a corrigir perdas ou ganhos acumulados em períodos anteriores em virtude de:
   i. Estabilização de preços de venda ao público de produtos petrolíferos;
   ii. Quaisquer ajustes efectuados ao Preço Base ou diferenças na determinação de quantidades de produtos, preços de importação ou da taxa de câmbios, que requeiram uma revisão de valores.

Artigo 65
(Custos com a importação)

1. A componente de custos com a importação representa o valor em moeda nacional destinado a cobrir as despesas relacionadas com a aquisição, bancárias, Comissão dos serviços da Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos (IMOPETRO, Lda.), desembarque, manuseamento, transporte e recepção dos produtos petrolíferos nas terminais de distribuição referidas no artigo 62, inclui as taxas destinadas à expansão de infra-estruturas de logística e serviços de marcação e controlo de qualidade de produtos petrolíferos.

2. A componente de custos referida no número anterior pode incluir outras despesas desde que não sejam contempladas noutras componentes da estrutura de preços, excluindo o preço de importação.

3. O valor das taxas dos serviços de marcação e controlo de qualidade de produtos petrolíferos referidos no número 1, devem ser aprovados pelos Ministros que superintende as áreas de energia e finanças.

4. As empresas titulares de licença de distribuição devem colectar e canalizar mensalmente ao Ministério que superintende a área de Energia as receitas resultantes dos serviços de marcação e controlo de qualidade de produtos petrolíferos referidos no número 1.

Artigo 66
(Preço de venda do distribuidor)

1. O Preço de venda do distribuidor (PVD), para cada produto, é o preço máximo de venda a granel a praticar pelas distribuidoras à porta dos terminais de distribuição.

2. O PVD é obtido pela soma dos seguintes componentes:

a) O Custo Base;
b) A Margem do Distribuidor;
c) As imposições fiscais em vigor.

3. Quando o fornecimento não for feito a granel, as distribuidoras podem acrescentar ao PVD os custos de embalagens.

4. Considera-se granel uma quantidade de produto igual ou superior a 400 litros por entrega, embalagem ou vasilhame.

Artigo 67
(Margem do distribuidor)

1. A Margem do distribuidor representa o limite máximo da margem de venda a praticar pelas distribuidoras fora das zonas definidas em conformidade com o artigo 72, do presente Regulamento para:
   a) Cobrir os custos operacionais, incluindo amortizações;
   b) Conceder um retorno adequado sobre o capital investido em meios imobilizados e capital circulante das distribuidoras.
2. Para efeitos do número anterior, são considerados apenas os custos operacionais e os investimentos, normalmente necessários para a distribuição nas zonas relevantes, dos produtos petrolíferos e para cumprimento das obrigações das distribuidoras, excluindo-se, entre outros:
   a) As despesas com juros;
   b) Os custos de operação e os investimentos relacionados com a embalagem e transporte de produtos exportações, trânsitos e bunkering internacionais;
   c) Os custos que tenham sido incluídos no cálculo da componente Custos com a importação.
3. Outros custos operacionais e investimentos na construção e reabilitação de instalações não relacionadas com a armazenagem, manuseamento, fornecimento ou venda de combustíveis líquidos, em postos de abastecimento ou outros locais. A Margem do distribuidor referida no número 1, inclui a componente de estabilização de preço.

Artigo 68
(Margem do retalhista em instalações centrais de armazenagem)

1. A Margem do retalhista em instalações centrais de armazenagem representa o limite máximo da margem de venda a praticar pelas distribuidoras fora das zonas definidas em conformidade com o artigo 72 para:
   a) Cobrir os custos operacionais, incluindo amortizações;
   b) Conceder um retorno adequado sobre o capital investido em meios imobilizados e capital circulante das distribuidoras.
2. Para efeitos do disposto no número 1 do presente artigo, são considerados apenas os custos operacionais e os investimentos, normalmente necessários para a distribuição nas zonas relevantes, dos produtos petrolíferos e para cumprimento das obrigações dos retalhistas em instalações centrais de armazenagem, excluindo-se, entre outros:
   a) As despesas com juros;
   b) Os custos de operação e os investimentos relacionados com a embalagem e transporte de produtos exportações, trânsitos e bunkering internacionais;
   c) Os custos que tenham sido incluídos no cálculo da componente Custos com a importação;
   d) Outros custos operacionais e investimentos na construção e reabilitação de instalações não relacionadas com a armazenagem, manuseamento, fornecimento ou venda de combustíveis líquidos, em postos de abastecimento ou outros locais;
   e) Outros custos operacionais e investimentos na construção e reabilitação de instalações não relacionadas com a armazenagem, manuseamento, fornecimento ou venda de combustíveis líquidos, em postos de abastecimento ou outros locais.
3. A margem do retalhista em instalações centrais de armazenagem que deve ser usada para efeitos de cálculo do preço de venda ao público é pertencente às detentoras do registo de instalações centrais de armazenagem.
4. A margem referida no número anterior, nos casos das empresas que não detém instalações centrais de armazenagem, deve ser canalizado ao Estado.

Artigo 69
(Preço de venda ao público)

1. O Preço de venda ao público (PVP) para cada produto petrolífero é o preço a ser praticado nos postos de venda e nos postos de abastecimento de combustíveis líquidos, situados nas circunscrições territoriais das cidades com terminais de distribuição.

2. O PVP deve ser obtido pelo somatório das seguintes componentes:

a) Preço de Venda do Distribuidor;
b) Diferencial de Transporte;
c) Margem do Retalhista;
d) Imposições fiscais em vigor.

3. Os preços de venda ao público podem ainda incluir:

a) As compensações para transportes nos termos do artigo 70;
b) Os elementos adicionais às margens dos operadores, nos termos do artigo 72;
c) Os custos de embalagem, em conformidade com o artigo 65 do presente Regulamento.
d) Compete à ARENE, determinar o Preços de Venda ao Público a praticar em todo Território Nacional de acordo com o mecanismo estabelecido.

Artigo 70
(Compensações para transportes)

1. Para as vendas efectuadas fora das circunscrições territoriais das cidades com terminais de distribuição o Preço de Venda do Distribuidor pode ser acrescido dos custos de transporte vigentes no mercado, relativos ao transporte de cabotagem, ferroviário e/ ou rodoviário.

2. Para as vendas efectuadas à porta do cliente nas cidades ou vilas onde existam instalações centrais de armazenagem o Preço de Venda do Distribuidor pode ser acrescido de um diferencial de transporte referido no número 3.

3. O diferencial de transporte destina-se a cobrir os custos de operação e a conceder um retorno adequado sobre o investimento, para o transporte de produtos entre a instalação central de armazenagem e o posto de abastecimento, posto de revenda ou instalação de consumo próprio, fora das cidades onde se localizam os locais referidos no número 62.

Artigo 71
(Margem do retalhista)

A margem do retalhista representa o limite máximo da margem de comercialização a praticar por retalhistas, nos termos deste Regulamento, para cobrir os custos de operação, acrescidos de um retorno adequado sobre o investimento e capital circulante, necessários para a venda a retalho do produto respectivo.

Artigo 72
(Acréscimos às margens dos operadores)

1. Na venda de produtos ao domicílio, em recipiente apropriado, pode ser cobrado um preço adicional pela prestação do serviço respectivo, em acréscimo à margem do distribuidor ou à margem do retalhista em instalações centrais de armazenagem.

2. São permitidos acréscimos às margens dos operadores nas zonas C referidas no artigo 5 do artigo 29 até ao limite de duas vezes o seu valor determinado em conformidade com os artigos 67 e 73 deste Regulamento, com o objectivo de incentivar as distribuidoras a investirem e explorarem postos de abastecimento de combustíveis líquidos em locais remotos com carências dos mesmos.

3. No caso de vendas de GPL e petróleo de iluminação a retalho, em recipientes apropriados nas zonas C, por quaisquer pessoas que adquiram o produto a retalhistas licenciados nos termos deste Regulamento, pode ser acrescentado um preço adicional à Margem do Retalhista até o limite de duas vezes o seu valor determinado nos termos dos artigos 71 e 73.

SECÇÃO II

Cálculo e actualização dos componentes da estrutura de preços

Artigo 73
(Determinação do preço base)

1. O Preço Base é determinado para cada produto, em qualquer momento, como:

a) A média ponderada dos preços de referência no mercado internacional das importações efectuadas:

i. No mês imediatamente precedente no caso do GPL;

ii. Nos 2 (dois) meses imediatamente precedentes, para os restantes produtos.

b) O Preço Base em vigor, caso não tenha havido qualquer importação do produto respectivo no período referido no número anterior.

2. Para efeitos de aplicação do disposto neste artigo:

a) A taxa de câmbio a usar em qualquer mês, para converter a media ponderada dos preços base para moeda nacional deve ser:

i. A taxa de câmbio de referência do mercado cambial que traduz as operações efectuadas nos dias em que ocorreram transacções para aquisição de combustíveis;

ii. A taxa de câmbio referida no número anterior deve ser fornecida pelo Banco de Moçambique;

iii. A média aritmética das taxas de câmbio de venda diárias no mês imediatamente precedente, que sejam aplicáveis às operações de compra da moeda respectiva para a aquisição dos produtos petrolíferos publicadas por um ou mais bancos comerciais que sejam relevantes para as operações respectivas, caso não tenha havido aquisições de moeda externa, nos termos da alínea anterior;

b) A data de importação de qualquer produto é considerada a data comprovada em documento aduaneiro de entrada em armazém, em nome de qualquer distribuidora, com indicação da origem de importação do produto;

c) As quantidades a considerar para efeitos de cálculo de preço base são as recebidas no acto de aquisição no mês de referência.

Artigo 74
(Determinação da correcção do preço base)

1. A Correcção do Preço Base deve ser determinada para cada produto petrolífero tendo em conta componentes determinadas conforme os números seguintes.

2. A perda ou ganho derivada do impacto da variação dos preços internacionais, da taxa de câmbio e da estabilização de preços de venda ao público na determinação do Preço Base deve ser calculada para cada produto pela fórmula seguinte:

Onde:

- P/G1 - é a perda ou ganho na data de cálculo;
- PB1 - é o Preço Base determinado na data de cálculo, em conformidade com o artigo 73 do presente Regulamento;
- PB0 - é o Preço Base em vigor em qualquer momento;
- J - é o valor da taxa percentual de juros MAIBOR a um mês, em vigor no último dia do mês imediatamente precedente à data de cálculo.

Artigo 75
(Actualização de preços)

1. Os preços de qualquer produto petrolífero devem ser revistos mensalmente, e devem ser actualizados e comunicados às distribuidoras devidamente licenciadas na terceira quinta-feira de cada mês, ou, se esta for um feriado, no dia útil imediatamente seguinte, sempre que:

a) O Custo Base respectivo mostre, face ao Custo Base em vigor na data de cálculo, uma variação superior a 3%;

b) Ocorrer uma alteração do valor das imposições fiscais aplicáveis.

2. Compete a ARENE, proceder à alteração dos preços dos produtos petrolíferos, desde que o preço de venda ao público de qualquer produto não varie em mais de 20%, face ao preço em vigor.

3. Compete ao Conselho de Ministros proceder à alteração dos preços dos produtos petrolíferos, sempre que a variação do preço de venda ao público de qualquer produto seja superior a 20%, face ao preço em vigor.

4. Qualquer ajustamento de preços de venda ao público deve ser publicado nos jornais de maior circulação no País e na página oficial da entidade reguladora, com a devida fundamentação sobre as alterações.

Artigo 76
(Cálculo e actualização anual das componentes da estrutura de preços)

1. As regras de cálculo e do valor da Margem do Distribuidor e do Retalhista, são determinados:

a) Para os produtos em que, no processo de venda intervenha apenas uma distribuidora, tendo em conta os elementos técnicos, económicos e financeiros apresentados por essa distribuidora;

b) Para os produtos em que, no processo de venda intervenha mais de uma distribuidora, consideram-se aplicáveis os elementos técnicos, económicos e financeiros médios de pelo menos 3 empresas operacionalmente mais eficientes, que cumulativamente detenham pelo menos 50% da quota do mercado.

2. A actualização do valor das margens mencionados nas alíneas a) e b) do número 1, serão revistas no quarto trimestre de cada ano.

3. Para efeitos da aplicação do número 1, os elementos a considerar para o cálculo das margens, devem ser de acordo com os elementos técnicos, económicos e financeiros médios inerentes a actividades de distribuição e retalho, aplicados pelas empresas selecionadas no País.

4. O diferencial de transporte, é determinado tendo em conta elementos indicativos dos custos e rentabilidade das actividades respectivas.

5. Para efeitos de aplicação do disposto no número 4 são considerados os seguintes factores:

a) A variação das taxas de câmbio, da inflação e dos preços agregados;
b) A variação dos volumes de comercialização;
c) O preço de venda do gasóleo.

6. A Componente Custo com Importação, é determinada com base nos custos internos incorridos pelas Distribuidoras no acto de importação dos produtos petrolíferos.

7. O ajustamento dos elementos, manutenção das reservas estratégicas e Custo de infra-estruturas devem ser definidos pelos Ministros que superintendem as áreas de Energia e Finanças.

8. Os valores das componentes da estrutura de preços referidos nos números 4 e 6, devem ser revistos durante o quarto trimestre de cada ano.

9. Os detalhes de cálculo das margens do distribuidor, retalhistas em instalações centrais de armazenagem e postos de abastecimento de combustíveis, e deferencial de transporte, devem ser estabelecidos por Diploma Ministerial conjunto dos Ministros que superintendem as áreas da Energia e das Finanças.

Artigo 77
(Informação necessária e procedimentos gerais)

1. Para efeitos de aplicação do disposto neste capítulo e sem prejuízo do cumprimento de outras obrigações nos termos do presente Regulamento e da legislação aplicável, devem ser remetidas ao Ministério e Direcções Provinciais que superintendem a área de Energia na respectiva área de jurisdição, a informação conforme se segue:

a) Informação mensal sobre as quantidades e preços de importação dos produtos adquiridos imediatamente após cada aquisição, por parte de qualquer distribuidora incluindo aos retalhistas destinatários;

b) Informação mensal sobre às quantidades importadas, por parte da IMOPETRO, descriminada por:

i. Produto;
ii. Distribuidora;
iii. Origem.

c) Informação relativa ao mês precedente sobre as quantidades vendidas no mercado nacional e as exportações, reexportações e bunkering nacionais e internacionais efectuadas, por produto, e por região geográfica (província e distrito) por parte de qualquer distribuidora;

d) Informação relativa ao mês precedente sobre as quantidades adquiridas da distribuidora e vendidas, por produto, por parte de qualquer retalhista indicando o respectivo fornecedor;

e) Informação relativa ao mês precedente sobre as quantidades adquiridas, por produto, por parte de qualquer titular de registo de instalação consumidora;

f) Informação relativa ao mês precedente sobre as quantidades recebidas para armazenagem, por produto, e descriminadas por destino, para o mercado nacional e trânsito, por parte de qualquer distribuidora com infraestrutura de armazenagem e titular de licença de armazenagem;

g) Informação relativa ao mês precedente sobre as quantidades transitadas no território nacional, por parte de qualquer titular de registo de agente transitário de produtos petrolíferos, descriminadas em:

i. Tipo de produto petrolífero;
ii. Quantidades transitadas por produto;
iii. País destinatário do produto transitado.
iv. Os stocks do produto em trânsito no País de todos os proprietários por si representados.

h) Informação relativa ao mês precedente, para qualquer titular de licença de produção, descriminadas em:

i. Crude e produtos petrolíferos importados como matéria prima por origem;
ii. Produtos petrolíferos fornecidos ao mercado interno;
iii. Quantidades exportados por produto;
iv. País destinatário do produto petrolífero exportado.

i) Informação relativa ao mês precedente sobre as quantidades de produtos petrolíferos exportados, por parte de qualquer titular de licença de exportação.

j) Uma informação relativa ao mês precedente sobre as quantidades transportadas, por parte de qualquer titular de registo de transporte.

k) Os elementos de custos operacionais e investimentos referentes ao ano precedente, acompanhados de uma cópia do respectivo relatório de contas auditado por uma entidade independente, por parte de qualquer distribuidora e da Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos (IMOPETRO, Lda.), destinados a apoiar a determinação da margem do distribuidor e comissão de serviços respectivas, nos termos do presente Regulamento, até 30 de Junho de cada ano;

l) Informações de custos operacionais e de investimentos, acompanhados pelos respectivos documentos comprovativos, por parte de qualquer retalhista, transportador, armazenista, ou produtor de produtos petrolíferos, sempre que para tal forem solicitados;

m) Apresentação do resultado de contas por segmento de actividades;

n) Qualquer outra informação solicitada.

2. Para além da informação referida no número anterior, o Ministério que superintende a área de Energia e Direcções Provinciais podem solicitar outros detalhes que se julgarem necessários.

3. Sem prejuízo do previsto nas alíneas anteriores, a ARENE deve fornecer ao Ministério que superintende a área de Energia informação diária dos preços internacionais do petróleo e seus derivados e informação mensal de quotas de mercado por localização, produto e área de negócio com o objectivo de transparência e provisão de informação útil ao mercado.

4. Compete ao Ministro que superintende a área da Energia estabelecer, por Diploma Ministerial, os modelos e procedimentos de recolha de informação estatística a que se refere o número 1.

SECÇÃO III
Segurança do Abastecimento

Artigo 78
(Constituição de reservas permanentes e operacionais)

1. As distribuidoras devem manter em depósito, em território nacional nomeadamente numa instalação oceânica de cada região onde operem, uma reserva permanente, por cada um dos produtos petrolíferos a seguir indicados:

a) Não inferior a 6% das quantidades bombáveis que hajam adquirido para comercialização e consumo próprio nos 12 meses precedentes, no caso das gasolinas auto, gasolinas de aviação, petróleo de aviação, petróleo de iluminação, gasóleo e óleos combustíveis;

b) Não inferior a 3% das quantidades bombáveis que hajam adquirido para comercialização e consumo próprio nos 12 meses precedentes, nos casos dos gases de petróleo liquefeito (GPL).

2. Sem prejuízo do número anterior, as distribuidoras devem manter em depósito, em território nacional, reservas operacionais de cada um dos produtos petrolíferos do seu comércio.

3. Distribuidora participada pelo Estado deve assegurar a disponibilidade de armazenagem em todas as capitais provinciais, para permitir a constituição de reservas e o estabelecimento do sistema de preços unificado nacional com o recurso aos fundos de desenvolvimento de infra-estruturas.

Artigo 79
(Condições)

1. Os navios com produtos petrolíferos destinados ao mercado interno têm prioridade de atracação não se submetendo à ordem de chegada nos portos nacionais.

2. Não se consideram em depósito, para o efeito do disposto no artigo anterior, os produtos em consignação, nem os que estiverem distribuídos pelo País para venda a retalho, mas somente os produtos bombáveis que se encontrem nos depósitos registados no Ministério que superintende a área de Energia para efeito de constituição de reservas, devendo essa reserva estar em regime alfandegário de direitos suspensos.

Artigo 80
(Utilização e fiscalização das reservas permanentes)

1. As reservas permanentes devem ser utilizadas nos termos de planos de abastecimento em situação de crise, aprovados pelo Conselho de Ministros sob proposta do Ministro que superintende a área da Energia.

2. A fiscalização da constituição e manutenção de reservas permanentes é da competência do Ministério que superintende a área da Energia.

3. A entidade inspectiva deve ter acesso, sem restrições, a quaisquer instalações petrolíferas para efeito de cumprimento do disposto no número 2.

Artigo 81
(Monitorização da segurança do abastecimento)

1. Compete ao Ministério que superintende a área da Energia, a monitorização da segurança do abastecimento de produtos petrolíferos.

2. Para efeitos do número anterior deve, nomeadamente:

a) Acompanhar as condições de aprovisionamento do País em produtos petrolíferos, em função das necessidades futuras do consumo;

b) Acompanhar o desenvolvimento e a utilização das capacidades de refinação, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de produtos petrolíferos.

3. As empresas licenciadas devem apresentar ao Ministério que superintende a área da Energia, uma proposta de relatório de monitorização, indicando, também, as medidas adoptadas e a adoptar, tendo em vista reforçar a segurança de abastecimento do mercado.

Artigo 82
(Constituição das reservas estratégicas)

1. A constituição das reservas estratégicas é aprovada pelo Conselho de Ministros, sob proposta do Ministro que superintende a área de Energia.
2. A gestão do financiamento e operação das infra-estruturas de armazenagem para efeitos de constituição das reservas estratégicas é da competência da empresa nacional da área de combustíveis.
3. As reservas estratégicas devem ser utilizadas nos termos aprovados pelo Conselho de Ministros sob proposta do Ministro que superintende a área da Energia.
4. O financiamento das reservas estratégicas e o financiamento das respectivas infra-estruturas deve ser feito através da estrutura de preços de combustíveis.
5. O mecanismo de gestão da armazenagem das reservas estratégicas deve ser definido por Diploma Ministerial conjunto dos Ministros que superintende as áreas de Energia e Finanças.

Artigo 83
(Garantia de abastecimento)

1. Compete ao Ministro que superintende a área da Energia, sem prejuízo dos mecanismos de mercado, promover as condições destinadas a garantir o abastecimento de produtos petrolíferos em todo o território nacional.
2. Para efeitos do número anterior, o Ministro que superintende a área da Energia pode impor obrigações de abastecimento de combustíveis, incluindo aquisição de produtos petrolíferos pelo retalhista junto de qualquer outra distribuidora devidamente licenciada, independentemente de vinculação contratual, nos termos a definir por Despacho Ministerial.
3. Sempre que se verifique uma redução da actividade ou da capacidade operacional superior a 10% por produto petrolífero, suspensão da actividade ou encerramento da instalação, o proprietário da instalação afectada deve comunicar por escrito à entidade licenciadora, no prazo de 48 (horas) sobre a verificação da redução, suspensão ou encerramento, indicando as razões que a ditaram.
4. Analisada a validade dos fundamentos apresentados para a redução, suspensão ou encerramento, o Ministro que superintende a área da Energia, constatando que a manutenção da situação possa restringir de forma relevante o abastecimento de produtos petrolíferos deve:
   a) Ordenar ao proprietário que tome as medidas necessárias para que no prazo a estabelecer, crie as necessárias condições para a repor a situação de operacionalidade;
   b) Ordenar, em casos de suspensão ou encerramento não justificados, a imediata retoma da actividade suspensa ou encerrada, sob pena de revogação ou suspensão da licença;
   c) Atribuir a gestão da instalação a uma terceira entidade que possa garantir o seu normal funcionamento pelo período, nos termos e condições a fixar por despacho do Ministro que superintende a área da Energia.
5. As distribuidoras devem submeter à aprovação do Ministro que superintende a área da Energia, os modelos de contratos de fornecimento com os retalhistas.
6. Os modelos de contratos de fornecimento com os retalhistas em postos de abastecimento de combustíveis devem incluir dentre outros, os seguintes termos:
   a) Duração mínima de 24 meses;
   b) Obrigação de manutenção dos equipamentos;
   c) Obrigação de entrega de combustível nas instalações do retalhista;
   d) Garantias de fornecimento e abastecimento.
7. Compete ao Ministro que superintende a área da Energia, ouvida a ARENE, a Associação das Empresas Distribuidoras e a Associação dos Retalhistas aprovar os modelos de contratos.
8. As distribuidoras devem celebrar contratos de fornecimento de produtos perolíferos com os titulares de registo de instalação consumidora, nos termos acordados entre as partes em conformidade com a legislação sobre a matéria.

CAPÍTULO VI
Segurança do Fornecimento

SECÇÃO I
Segurança Técnica das Instalações

Artigo 84
(Obras de construção de instalações e equipamentos)

1. A construção, alteração ou ampliação de instalações e equipamentos petrolíferos, incluindo nos postos de abastecimento de combustíveis líquidos e dentro dos recintos dos consumidores deve obedecer à regulamentação e normas técnicas aplicáveis.
2. Compete ao Ministro que superintende a área da Energia aprovar a regulamentação técnica de segurança relativa à construção, modificação e operação das instalações petrolíferas.

Artigo 85
(Cessação de actividade por inutilidade superveniente de instalações petrolíferas)

1. No caso de cessação da exploração por inutilidade das instalações objecto de registo, confirmada pela entidade licenciadora, estas devem ser removidas e os locais respectivos devem ser repostos em condições que garantam a segurança das pessoas e do ambiente, a expensas do titular do registo de exploração da instalação respectiva.
2. O proprietário da instalação que não fizer uso da mesma por inutilidade, por um período de 180 (cento e oitenta) dias consecutivos deve removê-la mediante autorização do Ministro que superintende a área da Energia.
3. A remoção da instalação pelo seu proprietário, do modo aprovado pela entidade licenciadora, deve ocorrer no prazo de 12 (doze) meses sobre a data da autorização da remoção.
4. No caso de incumprimento do disposto no número anterior, os Ministros que superintendem a área da Energia e do Mar e Águas Interiores devem, efectuar as diligências necessárias para assegurar o cumprimento desta obrigação correndo os custos da remoção às expensas do titular do registo da instalação petrolífera em causa, ou do proprietário do bem imobiliário onde esta se situe, quando aplicável.
5. Para efeitos do estipulado no número anterior, ou no caso de venda ou alienação das instalações objecto de um registo, no todo ou em parte, o titular deve entregar à entidade licenciadora a respectiva informação, anexando a cópia do registo ou registos relevantes, para decisão.

Artigo 86
(Trabalhos de técnicos petrolíferos licenciados)

Apenas os técnicos petrolíferos licenciados podem construir ou modificar instalações petrolíferas ou permitir a execução de tais trabalhos, bem como assinar projectos técnicos de construção ou modificação de tais instalações, salvo se:

a) Tais trabalhos ou projectos não necessitarem dos conhecimentos de um técnico petrolífero licenciado;

b) As pessoas que executam tais trabalhos estiverem sob a supervisão directa de um técnico petrolífero licenciado que esteja presente no momento em que são executados esses trabalhos.

Artigo 87
(Licenciamento de técnicos petrolíferos)

Compete ao Ministro que superintende a área da Energia, aprovar, por Diploma Ministerial os procedimentos de licenciamento, modelo, prazo de validade e classes de licenças de técnico petrolífero.

Artigo 88
(Responsabilidade de empreiteiros e empregadores)

Qualquer empregador ou empreiteiro que trabalhe na construção, modificação ou realização de testes a instalações e equipamentos petrolíferos deve tomar as medidas necessárias para que os seus empregados ou sub-empreiteiros se conformem com o disposto do presente Regulamento no exercício das suas funções ou execução dos seus contratos.

Artigo 89
(Inspecções Técnicas)

1. As instalações e equipamentos petrolíferos devem ser objecto de inspecção periódica quinquenal ou noutro período que seja estabelecido numa norma técnica aplicável ou por recomendação do fabricante, por um técnico petrolífero licenciado com a especialização apropriada para o exercício desta actividade, custeada pelo proprietário respectivo, destinada a verificar a conformidade da instalação com os regulamentos e normas técnicas aplicáveis.
2. Verificando-se a conformidade da instalação deve ser emitido por um técnico petrolífero licenciado um certificado a ser apresentado à entidade licenciadora.
3. Caso se verifique deficiência na instalação petrolífera, o técnico petrolífero que efectua a inspecção pode conceder um prazo para sua correcção, comunicando o facto, por escrito, à entidade licenciadora.
4. Os certificados referidos neste artigo são válidos por cinco anos e devem ser renovados obrigatoriamente até 30 (trinta) dias antes do seu término.
5. A não apresentação do certificado de inspecção referido nos números anteriores constitui motivo para o encerramento temporário da instalação, até à apresentação do mesmo.
6. O disposto neste artigo não prejudica a realização de outros procedimentos técnicos relativos a instalações petrolíferas, previstos em legislação específica.
7. Sem prejuízo do disposto no número 1 do presente artigo, as entidades licenciadas ficam obrigadas a permitir que a entidade inspectiva tenha o livre acesso às suas instalações e equipamentos petrolíferos, e fornecer-lhes os documentos que sejam requisitados e devem incluir os relativos ao movimento dos produtos e existências.

Artigo 90
(Revalidação das Garrafas de GPL)

1. Os cilindros destinados para o enchimento do GPL, antes de entrarem para o mercado devem apresentar os certificados do fabricante ou agente de revalidação, assim como as características dos mesmos de acordo com a especificação do produto a manusear.
2. A inspecção técnica para a revalidação dos cilindros, tem um prazo de validade de seis anos.
3. Após a sua inspecção e revalidação, os cilindros devem ostentar a data da última inspecção, devendo os certificados ser passados pelo técnico petrolífero, ao abrigo do artigo 89 do presente Regulamento.
4. A Distribuidora deve retirar da circulação as garrafas de GPL que tenham atingido o seu tempo de vida útil estabelecido pelo fabricante ou não tenha sido aprovado no processo de revalidação. 5. As garrafas referidas no número anterior devem imediatamente ser substituídas por outras que estejam ainda dentro do seu tempo de vida útil.
6. A comercialização das garrafas de GPL cheias devem estar devidamente seladas por um selo hermeticamente aplicado ou qualquer outro processo cuja violação pressuponha destruição do mesmo.
7. A comercialização de qualquer garrafa de GPL deve ser sempre acompanhada de instruções de segurança no que tange ao manuseamento do GPL.
8. As especificações das garrafas de GPL e acessórios comercializados no território nacional, são aprovadas pelo Ministro que superintende a área de Energia, sob proposta das distribuidoras, tomando como base as normas em vigor no País.

Artigo 91
(Derrames de petróleo)

1. É interdito causar ou permitir, directa ou indirectamente o derrame de um produto petrolífero, de uma instalação petrolífera.
2. O titular de uma licença, registo, ou qualquer outra pessoa encarregue do controlo de actividades relacionadas com quaisquer produtos petrolíferos ou petróleo, deve imediatamente após a ocorrência de um derrame de petróleo:
   a) informar por escrito aos Ministros que superintendem as áreas da Energia, do Ambiente e do Mar e Águas Interiores de tal ocorrência, indicando:
      i. O produto ou produtos envolvidos;
      ii. As características das instalações e equipamentos envolvidos;
      iii. A data e hora da ocorrência;
      iv. A data e hora em que foi detectada;
      v. As características e condição em que se deu tal ocorrência;
      vi. As medidas imediatas tomadas após a detecção do derrame de petróleo;
      vii. Outros detalhes considerados importantes.
   b) Deve tomar as medidas que forem necessárias em conformidade com as boas práticas da indústria petrolífera ou que forem consideradas necessárias para limpeza de tal derrame de petróleo.
3. Caso qualquer pessoa mencionada no número anterior não tome imediatamente as medidas referidas na alínea b) do presente artigo, o Ministro que superintende a área da Energia pode ordenar por escrito, a tal pessoa para tomar as medidas necessárias para limpar o derrame de petróleo no prazo indicado em tal despacho, tendo em conta as circunstâncias específicas.
4. No caso de a pessoa mencionada no número anterior não tomar as medidas indicadas no prazo dado ou outro prazo adicional que o Ministro que superintende a área da Energia possa atribuir, consideradas as circunstâncias específicas, o Ministro que superintende a área da Energia deve tomar as medidas necessárias para que o derrame de petróleo seja limpo e para recuperar as despesas ou custos incorridos com tal limpeza.

SECÇÃO II
Controlo das Características dos Produtos Petrolíferos

Artigo 92
(Especificações)

1. Os produtos petrolíferos destinados à distribuição no território nacional devem obedecer às especificações técnicas apropriadas com uma marcação para identificação apropriada (ver o diploma ministerial sobre a marcação de combustíveis) tendo em conta critérios de eficiência técnica e económica e a defesa do meio ambiente.
2. O Ministro que superintende a área da Energia pode autorizar para qualquer produto, a derrogação em relação a uma ou mais especificações visadas no número 1 deste artigo, no caso de situações de ruptura iminente de abastecimento ao mercado nacional do produto respectivo, nas condições limites e pelo prazo máximo que determinar.

Artigo 93
(Sistema de controlo das características dos produtos petrolíferos)

1. O controlo das características dos produtos petrolíferos comercializados em território nacional deve ser efectuado através de um sistema que permita a verificação sistemática dos produtos petrolíferos em todos os estágios de comercialização, mas principalmente nos postos de abastecimento, através de amostras obtidas com suficiente frequência e que sejam representativas do produto examinado e do território nacional.
2. O Ministro que superintende a área da Energia deve definir o mecanismo de controlo das características dos produtos petrolíferos acima referido.
3. O Ministro que superintende a área da Energia deve definir os procedimentos de marcação e testes para o controlo de adulteração de combustíveis.

4. A Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos e as distribuidoras devem manter conservadas por um período mínimo de 180 (cento e oitenta) dias amostras do produto recebido e armazenado e bem assim os comprovativos das características do mesmo, emitidos por laboratórios acreditados ou por outras entidades reconhecidas por entidades competentes.

CAPTÍULO VII
Infracções e Penas

Artigo 94
(Infracções)

1. Sem prejuízo da aplicação de outras sanções nos termos da lei aplicável, são consideradas infracções puníveis com multa:

a) 85.000,00 MT (oitenta e cinco mil meticais) por metro cúbico da capacidade total da armazenagem da instalação, a venda de produtos petrolíferos fora das especificações, acrescido do custo de recuperação dos mesmos, vigente no mercado;

b) 15.000,00 MT (quinze mil meticais) por metro cúbico da capacidade total da armazenagem da instalação e apreensão do produto, a venda de produtos petrolíferos sem a devida licença; acrescido do custo de recuperação dos mesmos, vigente no mercado, caso o mesmo esteja fora das especificações ou adulterado;

c) 70.000,00 MT (setenta mil meticais) por metro cúbico do produto, e apreensão do mesmo, a importação/ reexportação de produtos petrolíferos sem a devida licença;

d) 500.000,00 MT (quinhentos mil meticais) por metro cúbico e apreensão do produto, o exercício de actividade de trânsito de produtos petrolíferos pelo agente transitário sem o devido registo e autorização pelas entidades competentes;

e) 10.000.000,00 Mt (dez mil meticais) por incumprimento do disposto no nº 2 do artigo 91;

f) 7.000,00 MT (sete mil meticais) por metro cúbico da capacidade armazenagem instalada, a venda de produtos petrolíferos a um preço diferente do fixado nos termos do regulamento;

g) 7.000,00 MT (sete mil meticais) a falta ou inexatidão no fornecimento de informação estatística;

h) 500.000,00 MT (quinhentos mil meticais) a viciação dos procedimentos de concurso público;

i) 150.000,00 MT (cento e cinquenta mil meticais) por metro cúbico da capacidade total da armazenagem do posto de abastecimento, ao titular da licença de retalho que não tenha o contrato de fornecimento com a distribuidora e encerramento da instalação até a regularização da situação;

j) 100.000,00 MT (cem mil meticais) por metro cúbico da capacidade total da armazenagem da instalação de consumo, ao titular de registo de instalação consumidora que não tenha o contrato de fornecimento com a distribuidora e encerramento da instalação até a regularização da situação;

k) 100.000,00 MT (cem mil meticais) por metro cúbico da capacidade total da armazenagem da instalação de consumo, ao titular de registo de instalação consumidora que seja fornecido produtos petrolíferos por mais de uma distribuidora;

l) 150.000,00 MT (cento e cinquenta mil meticais) por metro cúbico da capacidade total da armazenagem do posto de abastecimento, ao titular da licença de retalho que seja fornecido produtos petrolíferos por mais de uma distribuidora e encerramento da instalação até a regularização da situação;

m) 100.000,00 MT (cem mil meticais) por metro cúbico da capacidade total da armazenagem da instalação de consumo, ao titular de registo de instalação consumidora que exerça a actividade de venda de produtos petrolíferos;

n) 200.000,00 MT (duzentos mil meticais) por metro cúbico da capacidade total da armazenagem da instalação da distribuidora, ao titular da licença de distribuição que não tenha contrato de fornecimento com o titular de licença de retalho no posto de abastecimento de combustíveis;

o) 150.000,00 MT (cento e cinquenta mil meticais) por metro cúbico da capacidade total da armazenagem da instalação da distribuidora, ao titular da licença de distribuição que não tenha contrato de fornecimento com o titular de registo de instalação consumidora;

p) 20.000,00 MT (vinte mil meticais) a inexistência de amostras e documentos a que se refere o número 4 do artigo 93;

q) 55.000.000,00 MT (cinquenta e cinco mil meticais) pela violação do disposto no artigo 38 do presente Regulamento;

r) 15.000,00 MT (quinze mil meticais) por metro cúbico de produto, a detecção de reservas permanentes em quantidades inferiores às previstas no artigo 78 do presente Regulamento;

s) 20.000,00 MT (vinte mil meticais) por metro cúbico da cisterna do meio de transporte, o transporte de produtos petrolíferos sem o devido registo;

t) 25.000,00 MT (vinte cinco mil meticais) por metro cúbico da cisterna do meio de transporte, o transporte de produtos petrolíferos sem a devida licença;

u) 200.000,00 MT (duzentos meticais) por metro cúbico do produto, o exercício de actividade de armazenagem sem a devida licença;

v) 50.000,00 MT (cinquenta mil meticais) por metro cúbico do produto, a venda de produtos petrolíferos na instalação destinada ao consumo próprio;

w) 20.000.00 MT (vinte mil meticais) por metro cúbico da capacidade total da instalação, a falta de conservação das amostras na instalação no âmbito do controlo de qualidade dos produtos petrolíferos;

x) 50.000.00 MT (cinquenta mil meticais) por metro cúbico da capacidade total da instalação, a não realização dos testes de Controlo de Qualidade de combustíveis pelo distribuidor;

y) 5.000,00 MT (cinco mil meticais) por cilindro de GPL por não realização de inspecção técnica pela distribuidora;

z) 50.000.00 MT (cinquenta mil meticais) por metro cubico da capacidade total da instalação, a não realização dos testes de Controlo de Qualidade de produtos petrolíferos pelo retalhista no posto de abastecimento de combustíveis;

aa) 90.000,00 MT (noventa mil meticais) por metro cúbico da capacidade total da armazenagem da instalação, a venda de produtos petrolíferos adulterados;

bb) 50.000, MT (cinquenta mil meticais) por metro cúbico da capacidade total de armazenagem a recusa do acesso da entidade licenciadora ou inspectiva, às instalações para efeitos de monitoria ou inspecção e encerramento da instalação até a regularização da situação;

cc) 60.000.000,00 MT (sessenta milhões de meticais), o abastecimento de produtos petrolíferos às plataformas, navios e equipamento de exploração de recursos naturais por entidades não licenciadas e não autorizadas a realizar o referido abastecimento no espaço marítimo e águas interiores;

dd) 80.000.000,00 MT (oitenta milhões de meticais), a aquisição de produtos petrolíferas por empresas detentoras de plataformas, navios e equipamento de exploração de recursos naturais a partir de entidades não licenciadas;

ee) As distribuidoras inadimplentes são responsáveis pelos custos adicionais de sobrestadia por falta, atraso ou outros factos imputáveis as distribuidoras do processo de emissão de garantias ou outros instrumentos de cobertura necessários para importação de produtos petrolíferos;

ff) Em virtude do incumprimento por parte de determinada Distribuidora, nos termos referidos na alínea anterior, os produtos petrolíferos inicialmente reservados por esta, podem ser adquiridos por outras Distribuidoras, mediante pagamento prévio do respectivo preço ou apresentação da cobertura de crédito;

gg) Os custos com as sobrestadias resultantes da ineficiência das empresas distribuidoras e/ou entidade responsável pelo manuseamento do produto devem ser imputados a estas entidades e não serão cobertos pela estrutura de preços;

hh) 200.000,00MT (duzentos mil meticais) por metro cúbico de capacidade total de armazenagem do camião cisterna ou meio de transporte não registado/licenciado para o

efeito, ou que esteja a transportar produtos petrolíferos ilegal/contrabandeado e apreensão do produto petrolífero e do meio de transporte usado;

ii) Interdição de carregamento de produtos petrolíferos nos terminais de distribuição às empresas titulares de licença de distribuição que não tenham canalizado as receitas resultantes da manutenção das reservas permanentes e custo de infra-estruturas ao Ministério que superintende a área de Energia até que seja regularize a situação;

jj) Interdição de carregamento de produtos petrolíferos nos terminais de distribuição às empresas titulares de licença de distribuição que não tenham canalizado as receitas resultantes dos serviços de marcação e controlo de adulteração, e controlo de qualidade de produtos petrolíferos ao Ministério que superintende a área de Energia até que seja regularizada a situação.

2. Nos casos em que a entidade detentora da licença de distribuição não disponha de instalações de armazenagem própria, a capacidade total de armazenagem da instalação referida no número anterior deve ser considerada aquela pertencente à entidade com que tenha celebrado o contrato de armazenem do seu produto.

3. Para efeitos de aplicação do número anterior, a capacidade total de armazenagem da instalação, deve-se considerar aquela que é corresponde à instalação a partir da qual tenha sido feito o fornecimento do produto petrolífero em causa.

4. Se a distribuidora que não detém instalações próprias de armazenagem, armazenar o produto em diferentes instalações de terceiros com quem mantem o vinculo contratual de armazenagem, considera-se para efeitos de aplicação do número 1 do presente artigo, a capacidade total de armazenagem da instalação, a soma das capacidades de armazenagem das instalações de terceiros.

5. O proprietário dos produtos petrolíferos referidos nas alíneas a) e z) do número 1 deve proceder à recuperação dos mesmos no prazo de 7 dias do calendário, findo este prazo sem que os produtos tenham sido recuperados, a licença será suspensa até a regularização da situação.

6. O proprietário do camião cisterna ou meio de transporte referido na alínea r) do número 1 terá o prazo estabelecido no número 2 do artigo 12 para regularizar a situação do meio de transporte findo este prazo o mesmo reverterá a favor do Estado.

7. As multas referidas no número 1 devem ser aplicadas por levantamento de auto de notícia pelo Entidade Inspectiva e pagas nas Repartições de Finanças competentes até ao fim do mês imediatamente a seguir.

8. Compete ainda à Entidade Inspectiva dos recursos minerais e energia em coordenação com a Autoridade Tributária e Autoridade de Segurança e Protecção Marítimas:

a) Caso tenha conhecimento de que uma determinada entidade esteja envolvida na exploração de uma instalação petrolífera sem que tenha obtido a necessária licença para o efeito, notificá-la por escrito ordenando a cessação imediata do exercício da actividade desenvolvida e o pagamento da multa respectiva, podendo, no entanto, e caso tal se justifique com fundamento no interesse público, permitir a continuação do exercício da actividade por um tempo determinado, no qual a entidade em causa pode obter a respectiva licença;
b) Caso tenha conhecimento de que uma determinada entidade esteja a desenvolver a sua actividade em contravenção à licença emitida ou aos regulamentos ou normas aplicáveis, notificá-la para, num prazo determinado, regularizar a situação;
c) Em coordenação com as Autoridades Locais da área de jurisdição, embargar a construção de uma instalação petrolífera sem a devida autorização da entidade licenciadora para o exercício da actividade; e
d) A instrução dos correspondentes processos com vista a aplicarem sanções pelas Infracções cometidas por qualquer pessoa envolvida numa actividade em contravenção com o prescrito no presente Regulamento.

Artigo 95
(Penas)

A violação das disposições do presente Regulamento e consoante a gravidade é passível de punição nos termos seguintes:

a) Advertência;

b) Multa;
c) Apreensão do produto petrolífero;
d) Confisco do equipamento e meios utilizados;
e) Suspensão da actividade;
f) Revogação da licença ou autorização.

Artigo 96
(Competência para Aplicação das Penas)

Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades, compete:

a) Ao Ministro que superintende a área de Energia a aplicação de penas de suspensão da actividade e revogação da Licença de Produção;
b) A entidade licenciadora ao nível central da área de combustíveis a revogação da licença previstas no número 1 do artigo 14 do presente Regulamento;
c) A entidade licenciadora à nível local responsável pela área da energia a aplicação de pena de revogação de Licenças por elas emitidas, para a actividade de retalho em postos de abastecimento de combustíveis;
d) A entidade licenciadora à nível local, nas respectivas áreas de jurisdição, a aplicação de pena de revogação da Licença por elas emitidas, para a actividade de retalho em postos de revenda; e
e) A entidade inspectiva para a área de combustíveis a aplicação de penas de advertência, multa, apreensão de produtos, confisco de equipamento e meios utilizados e suspensão temporária de actividade.

Artigo 97
(Reincidência)

1. Em caso de reincidência na violação das disposições do presente Regulamento as multas referidas no artigo 94 serão agravadas para o dobro e cumulativamente a suspensão da actividade por um período de 90 dias do calendário.
2. Subsistindo a violação das disposições referidas no número anterior de acordo com a gravidade, será revogada a licença e o titular não mais será ilegível a obter outra licença.

Artigo 98
(Destino das Multas)

A multa prevista no artigo 94 tem a seguinte distribuição:

a) 40% para o Estado;
b) 60% para o Ministério que superintende a área de Energia.

Artigo 99
(Destino do produto apreendido)

Se o produto apreendido estiver dentro das especificações, o mesmo deve ser distribuído da seguinte forma:

a) 40% para os Órgãos Locais do Estado;
b) 60% para entidade licenciadora com jurisdição sobre o lugar onde tiver sido feita a apreensão.

CAPÍTULO VIII
Disposições Finais e Transitórias

Artigo 100
(Direitos Adquiridos)

1. As pessoas singulares e colectivas que exerçam, à data de entrada em vigor do presente Regulamento, as actividades mencionadas no artigo 14, devem apresentar num prazo de 180 (cento e oitenta) dias, a contar da data de entrada em vigor do presente Regulamento, o requerimento a que se refere o artigo 16 do presente Regulamento.
2. O requerimento referido no número anterior, deve ser acompanhado de cópias autenticadas das autorizações anteriores ou de licenciamento.

3. As distribuidoras a operar no país à data de entrada em vigor do presente Regulamento, devem registar, no prazo de até 90 (noventa) dias, junto do Ministério que superintende a área de Energia, as instalações de armazenagem e depósitos, para constituição de reservas permanentes, referidas no artigo 78, com os detalhes que lhes forem solicitados.
4. Findo o prazo referido no número anterior, sem a devida regularização dos direitos adquiridos, os mesmos passam a ser regidos pelo presente Regulamento.

ANEXO I
Glossário

Para efeitos do presente Decreto, entende-se por:

a) **Adulteração** - adição de qualquer produto não autorizado a um produto petrolífero que tenha sido marcado, e que altere a concentração do marcador estabelecido pelas entidades competentes;
b) **Águas Interiores** - tem o significado constante da lei aplicável;
c) **Agente transitário** - Entidade responsável pela intermediação do serviço de trânsito internacional;
d) **Apropriado** – de conformidade com os regulamentos e normas técnicas aplicáveis;
e) **Armazenagem** – é o depósito de quaisquer produtos petrolíferos e o seu manuseamento, incluindo a mistura, recepção e expedição, em instalações compreendendo recipientes destinados a conter os produtos, bem como equipamentos acessórios e quaisquer sistemas de tubagens conectadas, excluindo:
   i. As que se encontrem no recinto de uma instalação de produção e que sejam parte integrante do processo de produção;
   ii. As que se destinem ao abastecimento directo a equipamentos consumidores e veículos ou que sejam parte de postos de abastecimento;
   iii. As cisternas incorporadas em veículos.
f) **Baldeamento** - Operações de transferência, incluindo abastecimento de combustíveis, óleos lubrificantes, gás natural liquefeito a embarcações e plataformas efectuadas a partir de embarcação, carro-tanque ou reservatório fixo em terra, bem como a transferência de carga líquida, directamente, entre embarcações ou entre embarcação e carro-tanque ou entre embarcação e reservatório fixo em terra;
g) **Biocombustíveis Puros** – são os combustíveis líquidos produzidos a partir de produtos ou resíduos biodegradáveis provenientes da agricultura, incluindo substâncias de origem vegetal ou animal, da silvicultura e das indústrias conexas, ou da fracção biodegradável dos resíduos industriais e urbanos;
h) **Bunkering** – é a actividade comercial de abastecimento de produtos petrolíferos à navegação marítima, aérea, lacustre e fluvial, nacional ou internacional;
i) **Carburantes** – são combustíveis destinados a serem utilizados em qualquer tipo de motor não estacionário;
j) **Certificado** – é um documento assinado por um técnico petrolífero licenciado, confirmando que uma instalação petrolífera satisfaz os requisitos técnicos de segurança previstos na regulamentação e normas técnicas aplicáveis;
k) **Coerção** – é a molestação ou a ameaça de molestação, directa ou indirecta, de pessoas ou sua propriedade, com o objectivo de influenciar a sua participação no concurso para o contrato em questão ou afectar a execução do contrato;
l) **Combustíveis** – são os produtos petrolíferos destinados a serem utilizados através de combustão; m) Comportamento Corrupto – é a oferta, doação, recepção ou solicitação de algo de valor para influenciar o acto de um funcionário público no procedimento do licenciamento, registo, contratação ou execução do contrato;
n) **Comportamento Fraudulento** – é a deturpação ou omissão de factos, a fim de influenciar um procedimento de licenciamento, registo, contratação ou execução do contrato em prejuízo do Estado;
o) **Conluio** – é a combinação entre dois ou mais concorrentes, com ou sem o conhecimento de representantes da Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos (IMOPETRO, Lda.) ou da Comissão de Aquisição de Combustíveis Líquidos (CACL), com o objectivo de estabelecer os preços das propostas a um nível artificial não competitivo;

p) **Controlo de qualidade de produtos petrolíferos** – é o processo da verificação da conformidade das especificações dos produtos petrolíferos no acto da importação, distribuição e comercialização dos mesmos. q) Derrame de Petróleo – é um despejo voluntário ou não de um produto petrolífero de mais de 200 litros duma só vez;

r) **Distribuição** – é o exercício integrado da importação e recepção de combustíveis líquidos ou a sua aquisição a uma produtora, cumulativamente com uma ou mais das seguintes actividades relacionadas com combustíveis líquidos:

i. Misturas;
ii. Armazenagem;
iii. Transporte;
iv. Venda.

s) **Distribuidora** – é uma entidade que se dedica directamente ou através de contratos com terceiros, à actividade de distribuição de produtos petrolíferos;

t) **DUAT** – Direito de Uso e Aproveitamento de Terra;

u) **Entidade Licenciadora** – é o Órgão da Administração Pública a quem é atribuída competência para coordenação do processo de licenciamento, registo e fiscalização do cumprimento do presente Regulamento e regulamentação subsidiária;

v) **Exportação** - é a venda ao exterior de produtos petrolíferos produzidos localmente;

w) **Fornecedor**- entidade aprovada em Concurso Público internacional com vista aquisição de produtos petrolíferos no mercado internacional ou nacional para o abastecimento ao país;

x) **Gás Natural Comprimido (GNC)** – é o gás natural destinado ao uso como combustível comprimido em recipientes de alta pressão, tipicamente até uma pressão de 250 bar, no estado gasoso, também designado por Gás Natural Veicular (GNV) quando usado em veículos;

y) **Instalação de Consumo Próprio** – é um sistema constituído por recipientes para combustíveis, tubagens e equipamentos conexos, incluindo quaisquer bombas, destinados ao abastecimento de combustíveis exclusivamente a equipamento de consumo próprio ou alugado ou a veículos próprios ou alugados;

z) **Instalação central de armazenagem** - é qualquer instalação oceânica, lacustre, fluvial ou terrestre compreendendo tubagens e equipamentos acessórios, destinada ao descarregamento ou carregamento de combustíveis líquidos e parques de GPL em garrafas, incluindo quaisquer condutas auxiliares a ela ligadas; e exclusivamente ao abastecimento de produtos petrolíferos a retalhistas titulares de licença de retalho em postos de abastecimento, postos de revenda e a titulares de registo de instalação consumidora, fora das cidades onde se localizam os locais referidos no artigo 60 do presente Regulamento;

aa) **Instalações Petrolíferas** – são sistemas integrados e funcionais de instalações e equipamentos destinados à recepção, produção, armazenagem, processamento, mistura, expedição, depósito, transporte ou abastecimento aos consumidores, de produtos petrolíferos e petróleo, excluindo as instalações utilizadas em operações petrolíferas de acordo com a Lei n.º 21/2014, de 18 de Agosto;

bb) **Licença** – é uma autorização emitida pela entidade licenciadora, que confere ao titular a faculdade de, em conformidade com este Regulamento, exercer determinadas actividades relacionadas com produtos petrolíferos;

cc) **Licenciamento** – é o conjunto de procedimentos e diligências necessários à tomada de decisão sobre um pedido de uma licença ou registo, praticados pela entidade licenciadora e com participação do requerente e de todas as entidades que, em virtude de competências próprias ou da natureza da licença pedida, devam ser consultadas;

dd) **Marcação de combustíveis** - processo de introdução de uma substância química no produto petrolífero para conferir identidade ao mesmo e prevenir a adulteração e contrabando de produtos petrolíferos.

ee) **Norma Técnica Aplicável** – é uma norma nacional ou internacional em vigor, ou qualquer outra que venha a ser aplicável em operações petrolíferas;

ff) **Oleoduto** – é qualquer sistema de condutas ou tubagens, incluindo válvulas, estações de bombagem, instalações e equipamentos agregados, destinado ao transporte de produtos petrolíferos, excluindo os combustíveis gasosos;

gg) **Operador** – é a pessoa responsável pelas actividades diárias de uma instalação petrolífera, estando ou não presente no local da instalação durante as horas de negócio, independentemente de ser ou não proprietária da instalação relevante;
hh) **Perdas na descarga** – são perdas de produtos petrolíferos nos terminais de distribuição no percurso entre a descarga pelo meio de transporte e o tanque de armazenagem. Para efeitos de aplicação do presente regulamento, as perdas na descarga devem se situar no intervalo de ±0.03% para todos os produtos petrolíferos.
ii) **Petróleo** – é o petróleo bruto, gás natural ou qualquer hidrocarboneto ou mistura de hidrocarbonetos, no estado sólido, líquido ou gasoso, produzidos ou susceptíveis de serem produzidos a partir do petróleo bruto, gás natural, argilas ou areias betuminosas, incluindo o condensado de gás natural;
jj) **Petróleo Bruto** – é o petróleo mineral bruto, asfalto, ozocerite e todos os tipos de hidrocarbonetos e betumes, quer no estado sólido ou líquido, no seu estado natural ou obtidos do gás natural por condensação ou extracção, exceptuando-se o carvão ou qualquer substância susceptível de ser extraída do carvão;
kk) **Posto de Abastecimento** – é um local destinado à venda a retalho de determinados combustíveis, integrando bombas de abastecimento e os respectivos tanques de armazenagem e tubagem conexa, as zonas de segurança e protecção e as vias necessárias à circulação dos veículos a abastecer, usado também para a venda de produtos petrolíferos a quaisquer consumidores, em recipientes apropriados, incluindo também instalações petrolíferas para bunkering;
ll) **Posto de Revenda** – é um local onde se realiza, em exclusivo, a armazenagem e retalho de petróleo de iluminação ou GPL, embalados em recipiente apropriado;
mm) **Preço CIP** – é o preço de aquisição nos termos CIP ou CIF, definidos pela Câmara de Comércio Internacional;
nn) **Preço FOB** - é o preço de aquisição, de referencia no mercado internacional dos produtos petrolíferos nos termos FOB, definidos pela pelo Platts;
oo) **Produção** – é o processo de fabrico de produtos petrolíferos, incluindo a refinação do petróleo, e o re-processamento de produtos petrolíferos com fins comerciais;
pp) **Produção de Grande Escala** – é a realizada em instalações com capacidade igual ou superior a 10 milhões de metros cúbicos por ano;
qq) **Produção de Média Escala** - é a realizada em instalações com capacidade de 5 a 10 milhões de metros cúbicos por ano;
rr) **Produção de Pequena Escala** – é a realizada em instalações com capacidade inferior a 5 milhões de metros cúbicos por ano;
ss) **Produtos Petrolíferos** – são os derivados e resíduos da refinação ou processamento de petróleo, tais como: propano, butano e suas misturas, também designados por gases de petróleo liquefeitos (GPL), gasolinas auto, gasolinas de aviação (avgas), nafta, petróleo de iluminação, petróleo de aviação, gasóleo, óleos combustíveis, óleos e massas lubrificantes, parafinas, solventes, produtos betuminosos e quaisquer outros produtos análogos com outras designações e origens que possam ter a mesma utilização, incluindo produtos sintéticos, e ainda o gás natural comprimido (GNC) e outros combustíveis gasosos destinados exclusivamente a uso como carburante, excluindo os biocombustíveis puros.
tt) **Registo** – é o documento emitido pela entidade licenciadora, onde são descritas as características físicas e operacionais das instalações petrolíferas;
uu) **Recursos naturais** - tem o significado constante da Constituição da República;
vv) **Reservas Estratégicas** – são os produtos petrolíferos armazenados em território nacional destinados a assegurar o abastecimento ao País em situação de emergência, em conformidade com o artigo 82 do presente Decreto;
ww) **Reservas Operacionais** – são os produtos petrolíferos armazenados em território moçambicano pelas distribuidoras, destinados à distribuição e comercialização local para garantir a provisão normal de combustíveis;
xx) **Reservas Permanentes** – são os produtos petrolíferos armazenados em território nacional destinados a assegurar o abastecimento ao País em situação de crise, em conformidade com os artigos 78, 79 e 80 do presente Decreto;

yy) **Retalho** – é a actividade comercial desenvolvida por retalhistas e que consiste na venda de combustíveis aos consumidores num posto de abastecimento ou a actividade de armazenagem em instalações apropriadas, de um mínimo 1.100 kg diários de GPL, para a venda num posto de revenda;
zz) **Reexportação** – é a venda ao exterior de produtos petrolíferos no mesmo estado físico em que haviam sido previamente importados ou adquiridos da produção local para abastecer o mercado interno;
aaa) **Serviço de Trânsito Internacional** – é a prestação do serviço de representação, no País, dos proprietários dos produtos petrolíferos em trânsito internacional ou a prestação de serviços complementares de depósito, manuseamento, transporte ou outros, relativamente a esses produtos;
bbb) **Sobreestadia** – é o valor pago pelas distribuidoras aos fornecedores de produtos petrolíferos, quando a mercadoria permanece em seu poder mais do que o prazo acordado pelas partes contratantes por motivos de mas condições climáticas durante o atrancamento dos navios.
ccc) **Terminal de Descarga** – é qualquer instalação oceânica, lacustre ou fluvial compreendendo tubagens e equipamentos acessórios, destinada ao descarregamento ou carregamento de produtos petrolíferos, incluindo quaisquer condutas auxiliares a ela ligadas;
ddd) **Terminal de Distribuição** – é um conjunto de instalações petrolíferas compreendendo a armazenagem de produtos petrolíferos, destinado à recepção, depósito e expedição destes produtos com vista à sua distribuição no mercado nacional, situada em qualquer um dos locais referidos no artigo 61;
eee) **Técnico Petrolífero Licenciado** – é o titular de uma Licença de Técnico Petrolífero ou de uma Licença Provisória de Técnico Petrolífero, nos termos do artigo 86 e 87;
fff) **Operadora de Aquisições de Combustíveis Líquidos (IMOPETRO, Lda.)** – é a entidade criada para aquisição de combustíveis líquidos nos termos do presente Decreto;
ggg) **Operações Petrolíferas** – são todas ou algumas das operações relacionadas com a pesquisa, desenvolvimento, produção, separação e tratamento, armazenagem, transporte e venda ou entrega de petróleo no ponto de exportação ou num ponto de fornecimento acordado no País, incluindo as operações de processamento de gás natural e encerramento de todas as operações concluídas; e
hhh) **Vistoria** – processo de verificação do funcionamento de uma instalação petrolífera e a sua conformidade com as normas de segurança aplicáveis.

Anexo 2
Taxas de Tramitação de Licenças, Registos e Autorizações

	Tramitação	Valor (Meticais)
1	Licença de produção de produtos petrolíferos em:	
1.1	Grande Escala	900.000.000,00
1.2	Média Escala	300.000.000,00
1.3	Pequena Escala	150.000.000,00
2	Emissão de Licença de Armazenagem	
2.1	Nas Terminais de Distribuição	60.000.000,00
2.2	Nas Instalações Centrais de Armazenagem	10.000.000,00

Outras Licenças

	Tramitação	Valor (Meticais)
3	Emissão de Licença de Exploração de Terminal de Descarga	1.500.000,00

4	Emissão de Licenças de Distribuição	5.000.000,00
5	Emissão de Licença de Distribuição de GPL	1.000.000,00
6	Emissão de Licença de Exploração de Oleoduto	1.500.000,00
8	Emissão de Licença de retalho em posto de abastecimento de combustíveis	100.000,00
9	Emissão de Licença de retalho em instalações centrais de armazenagem	120.000,00
10	Emissão de Licença de Exploração	500.000,00
11	Averbamento e Registo de segunda via:	15.000,00
12	Registo de Instalações Petrolíferas associadas a:	
12.1	Postos de abastecimento de combustíveis	200.000,00
12.2	Armazenagem nos terminais de distribuição	300.000,00
12.3	Armazenagem em instalações centrais de armazenagem	150.000,00
12.4	Instalação de consumo próprio	100.000,00
12.5	Oleoduto de qualquer capacidade instalada	100.000,00
12.6	Instalação de Produção:	
	a) Instalação de produção de grande escala;	1.500.000,00
	b) Instalação de produção de media escala;	1000.000,00
	c) Instalação de produção de pequena escala;	500.000,00
12.7	Meios de Transporte	
	a) Meios de transporte marítimo	10.000,00
	b) Meios de transporte, rodoviário e ferroviário	1.500,00
13	Registo do Agente Transitário	1.000.000,00
14	Emissão da licença de autorização especial	
	a) Para o consumo próprio	100.000,00
	b) Para outros fins	500.000,00
15	Vistorias	
	a) Para instalação petrolífera de capacidade instalada superior a 2000m^3	50.000,00
	b) Para instalação petrolífera de capacidade instalada igual ou inferior a 2000m^3	30.000,00
16	Taxa de Incentivo Geográfico	6.000.000,00

8. DECRETO Nº 48/2018 DE 6 DE AGOSTO, APROVA AS ALTERAÇÕES AOS ARTIGOS 4 E 55 DO REGULAMENTO DAS OPERAÇÕES PETROLÍFERAS

Decreto n.º 48/2018 de 6 de Agosto

Havendo necessidade de proceder alteração pontual dos artigos 4 e 55 do Regulamento de Operações Petrolíferas, aprovado pelo Decreto nº 34/2015, de 31 de Dezembro, ao abrigo do disposto n .º 1 do artigo 27 da Lei n .º 21/2014, de 18 de Agosto o Conselho de Ministros decreta:

Artigo 1
(Alteração)

São alterados os artigos 4 e 55 do Regulamento das Operações Petrolíferas , aprovado pelo Decreto n .º34/2015, de 31 de Dezembro, passando a ter a seguinte redacção:

Artigo 4
(Condições Gerais)

1. (...)
2. (...)
3. (...)
4. Após a aprovação de qualquer Plano de Desenvolvimento, as pessoas moçambicanas devem estar inscritas na Bolsa de Valores de Moçambique, nos termos da legislação aplicável.
5. (...)
6. (...)
7. (...)
8. (...)
9. (...)

Artigo 55
(Aquisição de bens e serviços)

1. A aquisição de bens e serviços paro efeito de realização de operações petrolíferas no valor igual ou superior a 80.000.000.00MT (oitenta milhões de meticais) deve ser feito por concurso público.
2. (...)
3. (...)
4. (...)
5. (...)
6. (...)
7. (...)
8. O valor previsto no n.º 1 pode ser alterado por diploma conjunto dos Ministros, que superintendem as áreas de Petróleo e das Finanças".

Artigo 2
(Entrada em vigor)

O presente decreto entra em vigor na data da sua publicação.

Aprovado pelo Conselho de Ministros, aos 10 de Julho de 2018.

O Primeiro-Ministro, Carlos Agostinho do Rosário

9. DECRETO Nº 34/2015 DE 31 DE DEZEMBRO, REGULAMENTO DAS OPERAÇÕES PETROLÍFERAS

Decreto n.º 34/2015, de 31 de Dezembro

Havendo necessidade de definir as modalidades, termos e condições de contratos, as práticas de operações petrolíferas, incluindo a gestão de recursos, segurança, saúde e protecção ambiental, bem como a submissão de planos, relatórios, dados, amostras e outras informações pelos titulares de direitos para a realização de operações petrolíferas;

Ao abrigo do artigo 27 da Lei n.º 21/2014, de 18 de Agosto, o Conselho de Ministros decreta:

Artigo 1

É aprovado o Regulamento das Operações Petrolíferas, em anexo ao presente Decreto que é parte integrante.

Artigo 2

É revogado o Decreto n.º 24/2004, de 20 de Agosto.

Artigo 3

O presente Decreto entra em vigor na data da sua publicação.

Aprovado pelo Conselho de Ministros, aos 3 de Novembro de 2015.

Publique-se.

O Primeiro-Ministro, Carlos Agostinho do Rosário.

REGULAMENTO DAS OPERAÇÕES PETROLÍFERAS

CAPÍTULO I
Disposições Gerais

Artigo 1
(Definições)

O significado dos termos usados consta do glossário na Lei n.º 21/2014, de 18 de Agosto, Lei dos Petróleos e do Glossário constante no Anexo A, que é parte integrante do presente regulamento.

Artigo 2
(Objecto e âmbito)

1. O presente regulamento estabelece as regras de atribuição do direito de exercício das operações petrolíferas por meio de um contrato de concessão, de forma a assegurar que todas as operações petrolíferas sejam realizadas de modo sistemático e em condições que permitam uma supervisão abrangente e coordenada.
2. O presente regulamento aplica-se às operações petrolíferas e a quaisquer infra-estruturas tituladas ou detidas por concessionárias ou terceiros usadas em conexão com as operações petrolíferas, no âmbito da Lei n.º 21/2014, de 18 de Agosto.

Artigo 3
(Competências do Ministro que superintende a área dos petróleos)

Compete ao Ministro que superintende a área dos petróleos:

a) Aprovar os contratos de concessão de reconhecimento;
b) Aprovar a indicação ou mudança do operador;
c) Autorizar a queima de petróleo e o seu uso como combustível para efeitos de produção;

d) Autorizar a transmissão de interesses participativos nas sociedades concessionárias, acções, direitos e obrigações da concessionária no exercício de operações petrolíferas;
e) Autorizar a entrada em funcionamento de infra-estruturas;
f) Autorizar a delimitação de áreas descobertas.

CAPÍTULO II
Contratos de Concessão

SECÇÃO I
Atribuição de Direitos

Artigo 4
(Condições Gerais)

1. As operações petrolíferas são realizadas com base num contrato de concessão que pode ser de:
   a) Reconhecimento;
   b) Pesquisa e produção;
   c) Sistemas de oleodutos ou gasodutos; e
   d) Construção e operação de infra-estruturas.
2. O contrato de concessão deve prever a cessação ordenada das operações petrolíferas e a sua desmobilização nos termos de um plano de desmobilização aprovado.
3. O direito de exercício de operações petrolíferas ao abrigo da Lei dos Petróleos será atribuído à pessoa que demonstrar competência técnica, experiência e meios financeiros adequados e suficientes para a sua realização e gestão.
4. Após a aprovação de qualquer Plano de Desenvolvimento, as pessoas moçambicanas devem estar inscritas na Bolsa de Valores de Moçambique, nos termos da legislação aplicável.*

** Nos termos da redacção introduzida pelo Decreto n.º 48/2018 de 6 de Agosto*

5. A concessionária é responsável por assegurar que as operações petrolíferas são realizadas de forma prudente, em conformidade com a lei aplicável e de acordo com as Boas Práticas da Indústria de Petróleo, prestando a devida consideração à segurança e saúde do pessoal, protecção do ambiente.
6. Os contratos de concessão devem ser redigidos em língua portuguesa.
7. A tramitação do pedido de contrato de concessão está sujeita ao pagamento de uma taxa, nos termos do presente regulamento.
8. Os contratos de concessão e qualquer contrato ou autorizações relacionadas com as operações petrolíferas, celebrados pelo Governo são regidos e interpretados em conformidade com as leis da República de Moçambique.
9. Sem prejuízo da salvaguarda da confidencialidade da informação comercial estratégica e concorrencial das operações petrolíferas, o contrato de concessão principal celebrado sujeita-se a fiscalização e visto da entidade legalmente competente para o efeito, bem como a publicação dos termos principais do contrato de concessão.

Artigo 5
(Concurso Público)

1. Os contratos de concessão para a realização de operações petrolíferas resultam de concurso público cujos procedimentos devem ser publicados quer nos jornais de maior circulação no país quer electronicamente no portal do Governo.
2. Os procedimentos do concurso para a outorga de contratos de concessão devem incluir, no mínimo os seguintes:
   a) Os termos e condições sob concurso e negociáveis;
   b) Os prazos mínimos para submissão dos pedidos, que não devem ser inferiores a 3 meses no caso do contrato de concessão de reconhecimento e 6 meses para os restantes contratos de concessão;
   c) O contrato de concessão modelo.

3. Os contratos de concessão para a realização das operações petrolíferas podem ainda resultar de negociação simultânea ou directa, em relação à:

a) Áreas já declaradas disponíveis em resultado de concurso público anterior e que não tenham sido concessionadas;
b) Áreas declaradas disponíveis como resultado de término, renúncia, revogação e abandono, nos termos do disposto no artigo 22;
c) Necessidade de junção de áreas adjacentes a uma área do contrato de concessão quando se justificar por razões de ordem técnica e económica;
d) Contrato de concessão de infra-estruturas e de sistemas de oleoduto ou gasoduto, não cobertos por um plano de desenvolvimento de pesquisa e produção aprovado.

Artigo 6
(Confidencialidade de dados)

1. Salvo acordo em contrário, os dados adquiridos ao abrigo do contrato de concessão de reconhecimento devem ser mantidos confidenciais durante o período de vigência do respectivo contrato de concessão, a contar da sua data efectiva.
2. Os dados de reconhecimento adquiridos numa área do contrato de concessão de pesquisa e produção devem ser tratados como quaisquer outros relacionados com a mesma área.
3. Os dados adquiridos no âmbito do contrato de concessão de pesquisa e produção devem ser mantidos confidenciais por um período de cinco anos a contar da data da sua aquisição ou até que tenha havido renúncia à área do contrato de concessão ou os direitos sobre a área sejam revogados ou ainda o contrato de concessão termine.
4. A confidencialidade referida nos números anteriores, não se aplica:

a) Ao uso de tal informação entre o Ministro que superintende a áreas dos petróleos e outra entidade estatal, ou entre as entidades estatais quando em comunicação, no cumprimento das suas obrigações impostas pelas Leis da República de Moçambique;
b) Se estiver em conexão com qualquer procedimento judicial ou de arbitragem;
c) Se estiver em conexão com a determinação das obrigações e responsabilidades da concessionária a respeito de pagamentos devidos ao Estado.

5. Não se considera divulgação de dados confidenciais sempre que se possa provar que os dados divulgados já eram de domínio público.
6. Sem prejuízo do estabelecido no número anterior, o Governo pode fazer declarações genéricas sobre as operações petrolíferas objecto do contrato de concessão e as probabilidades de descoberta de petróleo.

SECÇÃO II
Pedidos

Artigo 7
(Atribuição do direito de reconhecimento)

1. A atribuição do direito de reconhecimento é efectuada mediante requerimento, dirigido ao Ministro que superintende a área dos petróleos.
2. O requerimento deve ser submetido ao Instituto Nacional de Petróleo e conter, no mínimo, a seguinte informação:

a) O nome, endereço e nacionalidade do requerente;
b) Sendo uma pessoa jurídica estrangeira, a identificação do seu representante legal em Moçambique;
c) A descrição da natureza do requerente, incluindo a relação e a identificação da empresa-mãe e de outras filiais, local de constituição e registo, identificação dos membros da administração da requerente, local de residência e respectiva nacionalidade;
d) Demonstração de competência técnica, experiência e capacidade financeira para exercer ou gerir operações petrolíferas;
e) A identificação da área requerida, incluindo coordenadas geográficas e mapa (s);
f) A descrição do objectivo, natureza e período previsto das actividades;

g) Descrição técnica dos equipamentos e métodos aplicados, veículos, barcos e aeronaves a serem utilizados;
h) Proposta de um plano de actividades.

3. No caso de o pedido de atribuição do direito ser apresentado em nome de mais de uma pessoa jurídica, a informação enunciada nas alíneas a) a d) do número anterior refere-se a cada um dos requerentes.

Artigo 8
(Termos do Contrato de Concessão de Reconhecimento)

1. O contrato de concessão de reconhecimento deve incluir um plano de actividades, indicando as formas e os prazos de realização das obrigações de trabalho nele previstas, e conter, no mínimo, as seguintes disposições:

a) Identificação das partes no contrato de concessão;
b) Sendo uma pessoa jurídica estrangeira, ter capacidade civil e sede estatutária em Moçambique;
c) Natureza e condições da associação do requerente com outras pessoas jurídicas, se aplicável;
d) Identificação da área do contrato de concessão;
e) Obrigações das partes;
f) Duração das actividades de reconhecimento;
g) Tratamento de informação confidencial;
h) Resolução de litígios;
i) Cláusula anti-corrupção.

2. O contrato de concessão de reconhecimento pode conceder o direito de realização das seguintes actividades:

a) Levantamentos magnéticos e aeromagnéticos;
b) Levantamentos gravimétricos;
c) Levantamentos sísmicos;
d) Medições da circulação geotérmica;
e) Medições radiométricas;
f) Levantamentos geoquímicos;
g) Recolha de amostras do solo da área;
h) Perfuração para efeitos de calibração até uma profundidade não superior a cem metros;
i) Outras actividades relevantes conexas.

Artigo 9
(Atribuição do Direito de Pesquisa e Produção)

1. A atribuição do direito de pesquisa e produção é efectuado mediante requerimento, dirigido ao Ministro que superintende a área dos petróleos.

2. O requerimento deve ser submetido ao Instituto Nacional de Petróleo e conter, no mínimo, as seguintes informações:

a) O nome, endereço e nacionalidade do requerente;
b) Sendo pessoa jurídica estrangeira, a identificação do seu representante legal em Moçambique;
c) A descrição da natureza do requerente, incluindo a relação e a identificação da empresa-mãe e de outras filiais, local de constituição e registo, identificação dos membros da administração da requerente, local de residência e respectiva nacionalidade;
d) Se o requerente for uma associação de pessoas jurídicas, a natureza e condições dessa associação;
e) A experiência do requerente na Indústria Petrolífera, em especial na área da perfuração, produção e transporte de petróleo em circunstâncias similares àquelas em que pretende vir a exercer actividade na área requerida, bem como sobre a produção de petróleo, refinação e actividades de comercialização, incluindo informações sobre as actividades de venda de petróleo do requerente ou das respectivas filiais e outras condições de acesso aos mercados;

f) A descrição da competência técnica e operacional do requerente, incluindo as suas capacidades de pesquisa, desenvolvimento e produção;
g) A descrição da organização e recursos técnicos que o requerente terá disponíveis em Moçambique, bem como em qualquer outro local, para a realização das actividades nas áreas abrangidas pelo requerimento;
h) A situação financeira do requerente, incluindo o valor do seu capital social, estrutura accionista e documentação financeira, incluindo os seus três últimos relatórios e contas anuais auditados bem como os da respectiva empresa-mãe, se for o caso;
i) A identificação das áreas objecto do requerimento, incluindo coordenadas geográficas e mapa(s);
j) A informação sobre os dados geológicos e geofísicos que fundamentam o pedido, incluindo os mapas estruturais dos horizontes prospectivos na área objecto do requerimento;
k) A proposta de programa de trabalho, incluindo o respectivo cronograma e demais propostas;
l) Propostas para cada um dos itens negociáveis identificados na proposta de contrato de concessão objecto do requerimento;
m) Proposta para a indicação de um operador;
n) A proposta da participação do Estado.

3. Qualquer outra informação adicional que possa ser exigida pelo Ministro que superintende a área dos petróleos.
4. No caso de o pedido de atribuição do direito ser apresentado em nome de mais de uma pessoa jurídica, a informação enunciada nas alíneas a) a h) do número anterior refere-se a cada um dos requerentes.
5. A atribuição de direitos de pesquisa e produção de gás metano associado ao carvão será tratada em regulamentação específica.

Artigo 10
(Termos do Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção)

O contrato de concessão de pesquisa e produção deve conter, no mínimo, as seguintes disposições:

a) A identificação das partes do contrato de concessão;
b) Sendo uma pessoa jurídica estrangeira, ter capacidade civil e sede estatutária em Moçambique;
c) A identificação da área do contrato de concessão;
d) O tratamento da matéria sobre o uso e aproveitamento da terra e direitos conexos;
e) As obrigações mínimas de trabalho;
f) A duração das várias fases das operações petrolíferas;
g) O tratamento de informação confidencial;
h) Os direitos de pesquisa, desenvolvimento e produção;
i) A indicação do operador;
j) O acesso de terceiros aos sistemas de oleodutos ou gasodutos;
k) Os termos da participação do Estado;
l) Os requisitos ambientais específicos;
m) O plano de formação de técnicos nacionais das instituições envolvidas nas operações petrolíferas;
n) Os requisitos para o plano de conteúdo local;
o) A resolução de litígios;
p) Cláusula anti-corrupção.

Artigo 11
(Atribuição do Direito de Construção de Sistemas e Operação de Oleoduto ou Gasoduto)

1. A atribuição do direito de construção e operação de sistemas de oleoduto ou gasoduto para o transporte de petróleo ou gás natural é efectuado mediante requerimento dirigido ao Ministro que superintende a área dos petróleos.

2. O requerimento deve ser submetido ao Instituto Nacional de Petróleo e conter, no mínimo, a seguinte informação:

a) O nome, endereço e nacionalidade do requerente;
b) Sendo uma pessoa jurídica estrangeira, a identificação do seu representante legal em Moçambique;
c) A descrição da natureza do requerente, incluindo a relação com e a identificação da empresa-mãe e das filiais, local de constituição e registo e identificação dos membros da administração do requerente, local de residência e respectiva nacionalidade;
d) Se o requerente for uma associação de pessoas jurídicas, a natureza e condições dessa associação;
e) A situação financeira do requerente, incluindo o valor do respectivo capital social, estrutura accionista e documentação financeira, incluindo os seus três últimos relatórios e contas anuais auditadas, bem como os da respectiva empresa-mãe;
f) Experiência do requerente na Indústria Petrolífera, em especial na actividade de transporte de petróleo em circunstâncias similares àquelas em que pretende vir a exercer actividade na área objecto do requerimento;
g) A descrição da organização e recursos técnicos que o requerente terá disponíveis em Moçambique, bem como em qualquer outro local, para realizar as actividades nas áreas abrangidas pelo requerimento;
h) Estudo de Viabilidade do Projecto a desenvolver de acordo com o contrato de concessão;
i) Estudo de pré-viabilidade ambiental e programa para a realização do estudo de viabilidade;
j) Proposta de plano de desenvolvimento de oleoduto ou gasoduto;
k) A proposta da participação do Estado;
l) Proposta de acordos de financiamento, atribuição do direito de participação, gestão e utilização de oleoduto ou gasoduto, termos e condições de transporte e acesso de terceiros;
m) Quaisquer outros termos relevantes para o contrato de concessão requerido;
n) A proposta de indicação do operador;
o) Qualquer outra informação adicional que possa ser exigida pelo Ministro que superintende a área dos petróleos.

3. Se o pedido de atribuição do direito for apresentado em nome de mais de uma pessoa jurídica, a informação enunciada nas alíneas a) a g) do n.º 2 deve referir-se a cada um dos requerentes.

Artigo 12
(Termos do Contrato de Concessão de Sistemas de Oleoduto ou Gasoduto)

1. O contrato de concessão de sistemas de oleoduto ou gasoduto deve conter, no mínimo, as seguintes disposições:

a) A identificação das partes do contrato de concessão;
b) Sendo uma pessoa jurídica estrangeira, ter capacidade civil e sede estatutária em Moçambique;
c) A natureza e condições de associação da concessionária, quando se trate de associação de pessoas jurídicas;
d) A especificação dos sistemas de oleoduto e gasoduto e rota do gasoduto ou oleoduto;
e) O tratamento da matéria sobre uso e aproveitamento da terra e direitos conexos;
f) O direito de construção, colocação e operação do sistema de oleoduto e gasoduto e as respectivas infra-estruturas;
g) A duração do contrato de concessão;
h) A indicação do operador;
i) O acesso de terceiros ao sistema de oleoduto ou gasoduto;
j) Os termos da participação do Estado;
k) Os requisitos ambientais específicos;

l) Recrutamento e plano de formação de técnicos nacionais das instituições envolvidas nas operações petrolíferas;
m) Os termos para plano de conteúdo local;
n) A resolução de litígios;
o) Cláusula anti-corrupção.

2. A construção de um sistema de oleoduto ou gasoduto ao abrigo de um contrato de concessão de pesquisa e produção será parte do plano de desenvolvimento aprovado.

Artigo 13
(Atribuição de Contrato de Concessão de Construção e Operação de Infra-estruturas)

1. A atribuição dos direitos de construção e operação de infra-estruturas para as operações petrolíferas é efectuada mediante requerimento dirigido ao Ministro que superintende a área dos petróleos.
2. O requerimento deve ser submetido ao Instituto Nacional de Petróleo e conter no mínimo a seguinte informação:

a) O nome, endereço e nacionalidade do requerente;
b) Sendo o requerente uma pessoa jurídica estrangeira, a identificação do seu representante legal em Moçambique;
c) A descrição da natureza do requerente, incluindo a relação com a empresa-mãe e a identificação de suas filiais, local de constituição e registo, e a identificação, local de residência e nacionalidade dos administradores da requerente;
d) Se o requerente for uma associação de pessoas, a natureza e as condições dessa associação;
e) A descrição da situação financeira do requerente, incluindo o valor do respectivo capital social, estrutura accionista e documentação financeira, incluindo os seus três últimos relatórios e contas anuais auditadas, bem como os da respectiva empresa-mãe;
f) A experiência do requerente e do operador proposto, na Indústria do Petróleo, em especial nas operações petrolíferas, actividade relacionadas com o pedido em circunstâncias similares aquelas em que pretende construir ou operar infra-estruturas, liquefacção, armazenamento e comercialização de petróleo, incluindo informação sobre as actividades de vendas do requerente ou das suas afiliadas e outras condições de acesso ao mercado;
g) A demonstração das competências técnicas e operacionais do requerente e do operador proposto, incluindo competências de pesquisa e desenvolvimento;
h) A descrição da organização e recursos técnicos que o requerente terá disponíveis em Moçambique, bem como em qualquer outro local, para realizar as actividades nas áreas abrangidas pelo requerimento;
i) Estudo de pre-viabilidade ambiental e programa para a realização;
j) Proposta dos contratos de financiamento, de propriedade, gestão e uso das infra-estruturas, termos e condições para o transporte e acesso de terceiros;
k) A proposta da participação do Estado;
l) Quaisquer outros termos relevantes do contrato de concessão requerido;
m) A proposta para indicação do operador;
n) Qualquer outra informação adicional que possa ser exigida pelo Ministro que superintende a área dos petróleos.

3. Se o pedido de atribuição de direitos for apresentado em nome de mais de uma pessoa jurídica, a informação enunciada nas alíneas a) a h) do número anterior deve referir-se a cada um dos requerentes.

Artigo 14
(Termos do Contrato de Concessão de Construção e Operação de Infra-estruturas)

1. O contrato de concessão de infra-estruturas deve conter, no mínimo, as seguintes disposições:

a) A identificação das partes do contrato de concessão;

b) Sendo uma pessoa jurídica estrangeira, ter capacidade civil e sede estatutária em Moçambique;
c) A natureza e condições de associação do requerente, quando se trate de associação de pessoas jurídicas;
d) A especificação, identificação e o local em que se pretende implantar as infra-estruturas pretendidas;
e) Os termos e condições associados aos direitos de construção e operação das infra-estruturas;
f) A participação das concessionárias;
g) A duração do contrato de concessão;
h) Os termos da participação do Estado;
i) A propriedade das infra-estruturas;
j) A indicação do operador;
k) O tratamento da matéria sobre uso e aproveitamento da terra e direitos conexos;
l) Os requisitos ambientais específicos;
m) As condições económicas e outros encargos;
n) Aquisição de bens e serviços;
o) Indemnização, responsabilidade e seguros;
p) Acesso às infra-estruturas por terceiros;
q) Recrutamento e plano de formação de técnicos nacionais das instituições envolvidas nas operações petrolíferas;
r) Plano de conteúdo local;
s) A resolução de litígios;
t) Cláusula anti-corrupção.

2. A construção e operação de infra-estruturas ao abrigo de um contrato de concessão de pesquisa e produção será parte do plano de desenvolvimento aprovado.

Artigo 15
(Prestação de caução)

1. Como garantia do cumprimento das obrigações decorrentes do contrato de concessão, a concessionária deve apresentar:
a) Uma garantia bancária equivalente ao valor das obrigações mínimas de trabalho estipulado num contrato de concessão;
b) Uma garantia de empresa-mãe incondicional e irrevogável de uma entidade aceitável para o Governo em relação à totalidade das obrigações da concessionária ou operador de um contrato de concessão a favor do Governo, em relação às obrigações não contratuais, além das obrigações cobertas pela garantia bancária prevista na alínea anterior;
c) Em caso de incumprimento das obrigações mínimas de trabalho, o Instituto Nacional de Petróleo deve accionar a garantia bancária relativa ao respectivo período de pesquisa.

2. A garantia da empresa-mãe só será liberta após a conclusão da desmobilização e cumprimento de todas as obrigações pertinentes ou decorrentes do contrato de concessão.

Artigo 16
(Transmissão de direitos)

1. Todas as pessoas que constituem a concessionária podem ceder a outra pessoa os seus direitos sujeito a aprovação do Ministro que superintende a área dos petróleos nos seguintes termos:
a) Direitos e obrigações ou parte proporcional indivisa num contrato de concessão;
b) Outro interesse directo e indirecto ou participação no contrato de concessão, incluindo entre outros, cessão de participações sociais ou qualquer instrumento legal que conceda ou possa conceder controlo decisivo sobre a pessoa que constitui a concessionária ou participação no contrato de C concessão; e
c) Posse do direito de uso de uma infraestrutura.

2. Nenhum consentimento será requerido ao Ministro que superintende a área dos petróleos, no caso de um cessionário que não se encontre em violação material dos termos e condições do contrato de concessão, relativamente a uma cessão que seja:

a) Resultado de notificação da concessionária, que se encontra em incumprimento, de operação conjunta nos termos de contrato de concessão; ou
b) Requerida para tornar válidos os processos de incumprimento nos termos de um contrato de operação conjunta relacionado com as operações petrolíferas.

3. Cada cessão deve ser efectuada por um instrumento escrito, pelo cessionário, em condições aceites pelo mesmo e que concorde em ser uma pessoa que constitui a concessionária, ficando vinculados aos termos e condições do contrato de concessão, incluindo todos os documentos exigidos por decisão administrativa ou lei aplicável.

Artigo 17
(Taxas)

1. A concessionária está sujeita ao pagamento das taxas que constam do anexo B, parte integrante do presente regulamento.
2. Compete aos Ministros que superintendem as áreas de economia e finanças, e dos petróleos, a actualização dos valores das taxas previstas na tabela referida no n.º 1 do presente artigo.
3. O resultado das taxas decorrentes do presente regulamento são consignadas do seguinte modo:

a) 60% para o Estado; e
b) 40% para o Instituto Nacional de Petróleo.

SECÇÃO III
Duração

Artigo 18
(Prazo)

1. O contrato de concessão de pesquisa e produção é atribuído em regime de exclusividade, dividido em dois períodos:

a) Período de pesquisa, até um máximo de oito anos, dividido em subperíodos conforme previsto no contrato de concessão; e
b) Período de desenvolvimento e produção, até um máximo de trinta anos, a contar da data de aprovação do correspondente plano de desenvolvimento.

2. O contrato de concessão de sistemas de oleoduto ou gasoduto, ou de infra-estruturas tem a duração máxima de trinta anos a contar da data de aprovação do plano de desenvolvimento.
3. A construção e operação de infra-estruturas carece de uma licença nos termos da legislação aplicável.

Artigo 19
(Prorrogação)

1. O pedido de prorrogação do contrato de concessão é feito em requerimento dirigido ao Ministro que superintende a área dos petróleos, acompanhado de um mapa de localização, com indicação das respectivas coordenadas, a parte da área do contrato de concessão objecto do pedido de prorrogação.
2. A concessionária de pesquisa e produção mantém os seus direitos sobre a área de desenvolvimento e produção, até a aprovação de um plano de desenvolvimento, submetido ao Ministro que superintende a área dos petróleos dentro dos prazos previstos.
3. O contrato de concessão de pesquisa e produção é ser prorrogado nas seguintes situações:

a) Se, findo o período de pesquisa, a concessionária estiver a realizar trabalhos de perfuração ou a proceder a testes de um poço de pesquisa. Neste caso, será concedido o prazo necessário que permita a realização desses trabalhos e a avaliação dos resultados até dois anos; ou

b) Verificando-se uma descoberta durante o período de pesquisa e produção, se a concessionária tiver cumprido com as obrigações de trabalho e assumir o compromisso de realizar um programa de avaliação e uma avaliação comercial da descoberta. Neste caso, será concedida uma prorrogação para conclusão desses trabalhos até o máximo de cinco anos.

4. O período de prorrogação nos termos do n.º 3, do presente artigo, termina com a primeira das seguintes ocorrências:

a) Na data seguinte à da notificação da descoberta comercial por parte da concessionária;
b) Na data em que a concessionária voluntariamente renuncie a área da descoberta; ou
c) No termo do período a que a concessionária tenha direito.

5. Se, no termo do período de pesquisa ou da prorrogação concedida ao abrigo dos n.ºs 1 e 3 do presente artigo, a concessionária declarar uma descoberta comercial, deve submeter um plano de desenvolvimento, no prazo máximo de dois anos a contar da data de declaração de comercialidade.

6. O pedido de prorrogação deve ser apresentado ao Ministro que superintende a área dos petróleos, até três meses antes do fim do respectivo período.

Artigo 20
(Renovação)

1. A renovação só pode ser concedida em casos excepcionais, desde que os termos económicos oferecidos pela concessionária se revelem favoráveis para o interesse nacional.

2. O requerimento para a renovação de um contrato de concessão de pesquisa e produção, sistema de oleoduto ou gasoduto, e construção e operação de infra-estruturas deve ser submetido ao Ministro que superintende a área dos petróleos até três anos antes do termo do respectivo contrato de concessão.

Artigo 21
(Renúncia da Área do Contrato de Concessão)

1. Quando, a pedido da concessionária um subperíodo de pesquisa seja prorrogado, no final de qualquer fase do período de pesquisa indicado no contrato de concessão de pesquisa e produção, este deve renunciar parcialmente os seus direitos na área do contrato de concessão, nos seguintes termos:

a) No início do segundo subperíodo do período de pesquisa, nos termos do contrato de concessão, relativamente a uma parte da área do contrato de concessão, de forma que a área retida, com exclusão da já compreendida numa área de desenvolvimento e produção ou numa área de descoberta, não exceda cinquenta por cento da área inicialmente concessionada;
b) No final do período de pesquisa conforme definido no contrato de concessão, relativamente à parte remanescente concessionada da área do contrato de concessão, excepto as áreas de desenvolvimento e produção ou qualquer área relativamente à qual o período de pesquisa tenha sido prorrogado nos termos do artigo anterior e do contrato de concessão.

2. Para efeitos do presente artigo, a área de descoberta não inclui nenhuma área, relacionada com uma descoberta, relativamente à qual:

a) Quando a concessionária tenha notificado o Ministro que superintende a área dos petróleos de que a descoberta não é considerada como sendo de potencial interesse comercial, ou não é comercial, ou tenha deixado de ser considerada como comercial;
b) Uma área de desenvolvimento e produção que tenha sido previamente delimitada.

3. Considera-se que a concessionária renunciou a todos os direitos sobre a área de descoberta, caso não tenha submetido declaração de comercialidade até ao final do período de prorrogação concedido.

4. Qualquer área renunciada deve ser contígua e delimitada por meridianos e paralelos expressos em minutos.

SECÇÃO IV
Extinção

Artigo 22
(Causas de extinção dos contratos de concessão)

Os Contratos de Concessão extinguem-se pelas seguintes causas:

a) Termo do contrato de concessão;
b) Renúncia de direitos ao abrigo do contrato de concessão; e
c) Revogação.

Artigo 23
(Renúncia de direitos ao abrigo do contrato de concessão)

1. A concessionária até três meses antes do termo do respectivo contrato de concessão, através de requerimento dirigido ao Ministro que superintende a área dos petróleos pode renunciar aos direitos sobre a área do contrato de concessão, desde que tenha cumprido as obrigações de trabalho e de despesas mínimas previstas, salvo tratando-se de uma área de desenvolvimento e produção.

2. Após o início da produção comercial, a concessionária pode renunciar aos direitos sobre a área de desenvolvimento e produção mediante requerimento dirigido ao Ministro que superintende a área dos petróleos com, pelo menos, um ano de antecedência.

Artigo 24
(Revogação do contrato de concessão)

1. A intenção de revogação do contrato de concessão será precedida de aviso prévio, de 90 dias de antecedência, com detalhes do alegado incumprimento, e deve ser comunicada à concessionária com aviso de recepção.

2. A concessionária deve, no prazo de 30 dias a contar da data de recepção da notificação prevista no n.º 1, corrigir qualquer situação de incumprimento em que se encontre.

3. A comunicação da revogação do contrato de concessão tem como base fundamento legal, incluindo:

a) Informação falsa ou incorrecta, apresentada de forma deliberada ou negligente, relacionada com qualquer pedido de contrato de concessão, autorização ou aprovação de plano, que tenha sido determinante na atribuição do direito do direito de realizar operações petrolíferas:
   i. Desvio do objecto do contrato de concessão;
   ii. Falência da concessionária;
   iii. Violação ou incumprimento grave ou reiterado, da lei ou dos termos e condições do contrato de concessão;
   iv. Incumprimento pela concessionária, de qualquer decisão judicial, administrativa ou arbitral ou de perito independente;
   v. No caso de uma única concessionária e estiver sujeito a sentença de liquidação proferida pela competente jurisdição, excepto se a liquidação tiver por objecto a fusão ou reorganização, devidamente notificada ao Governo, ou se a maioria das respectivas acções forem adquiridas por terceiros, excepto pela Afiliada, sem aprovação do Governo;
   vi. Abandono da área da concessão por um período superior a trezentos e sessenta e cinco dias; e
   vii. Outras causas a estabelecer nos contratos de concessão.

4. O Governo pode notificar a concessionária, que se encontre em incumprimento nos termos do n.º 3 do presente artigo, para que ceda o seu interesse participativo no contrato de concessão ao Governo ou a outras concessionárias titulares de interesses participativo no contrato de concessão.

5. Sempre que uma concessionária for notificada com um aviso de cessão, este deve imediatamente, de forma incondicional sem pagamento e livre de qualquer ónus, atribuir a sua parte indivisa no respectivo contrato de concessão às demais concessionárias na proporção da sua participação indivisa na qual as concessionárias receptoras detêm

participação no contrato de concessão. Cada uma das concessionárias destinatárias é obrigada a aceitar a cessão. A concessionária destinatária não é responsável por qualquer obrigação vencida da concessionária cedente antes da cessão.

6. O Ministro que superintende a área dos petróleos pode revogar o contrato de concessão de forma imediata se a concessionária no prazo de 90 dias a partir da recepção da notificação de aviso da violação da lei ou dos termos e condições do contrato de concessão:

a) Não tiver remediado ou removido a violação, tal como especificado na notificação de aviso da revogação;
b) Não tiver pago a indemnização exigida pelo Governo, conforme especificado na notificação;
c) Não tenha iniciado processo judicial ou arbitral nos termos do n.º 8 do presente artigo.

7. Qualquer litígio sobre a revogação do contrato de concessão pode terminar, caso os termos do n.º 9 do presente artigo tenham sido cumpridos; ou se a concessionário tiver reparado ou removido o fundamento de rescisão através de uma indemnização, ou por notificação de aviso de cessão alegando a impossibilidade de reparo ou remediação; tais situações podem ser encaminhadas conforme o caso para a sua resolução perante um perito independente na matéria, tribunal ou tribunal arbitral.

8. No caso de um litígio ser submetido a um tribunal ou a um tribunal arbitral, o contrato de concessão não pode ser revogado enquanto o mesmo não for resolvido por uma sentença final e não susceptível de recurso, e, nesse evento caso apenas se o fundamento da rescisão for consistente com a decisão final ou sentença proferida.

9. No caso da existência de violação dos termos e condições de um contrato de concessão que resulte numa questão em litígio entre o Governo e uma concessionária, que tenha sido submetida para resolução por um perito independente nos termos do contrato de concessão, e que uma notificação tenha sido enviada a concessionária, nos termos do presente artigo, esta não pode invocar o litígio como motivo para rescisão previsto no contrato de concessão até decisão do perito único, e nesse caso, apenas o poderá se a sua conduta for consistente com o que tiver sido decidido.

10. Há lugar ao abandono quando a concessionária deixe de exercer, por um período mínimo de três meses e, sem motivos justificados, as operações petrolíferas na área do contrato de concessão.

Artigo 25
(Efeitos da extinção dos contratos de concessão)

1. Nos casos de término do contrato de concessão pelos motivos previstos no artigo 22, os direitos sobre a área e os bens integrados na mesma revertem gratuitamente a favor do Estado, salvo disposição contratual em contrário.

2. Nos casos de término, renúncia de direitos e revogação do contrato de concessão, a concessionária deve, no prazo de noventa dias após a data dessa renúncia, ou revogação, relativamente a totalidade da área do contrato de concessão:

a) Obturar ou fechar, de forma consistente com as Boas práticas da Indústria de Petróleo, todos os poços, salvo aprovação ou acordo em contrário do Instituto Nacional do Petróleo;
b) Tomar todas as medidas necessárias, de acordo com as Boas Práticas da Indústria de Petróleo, no sentido de prevenir acidentes para a vida humana ou bens de terceiros, ou para o ambiente, resultantes das condições da área do contrato de concessão ou, consoante o caso, de qualquer parte da mesma, causados por operações petrolíferas, sendo condições que foram ou deveriam ser, com razoável diligência, evidentes à data de renúncia ou outra forma de cessação.

3. A concessionária deve remeter ao Instituto Nacional de Petróleo todos os documentos e amostras, relativos ao contrato de concessão objecto de extinção ou término ou da renúncia parcial de áreas do contrato de concessão.

4. Nos casos de renúncia de área, término de um contrato de concessão de pesquisa e produção, o Ministro que superintende a área dos petróleos declarará a área como

disponível para efeitos de atribuição de direitos para a realização de operações petrolíferas.

SECÇÃO V
Áreas de Concessão

Artigo 26
(Configuração e dimensão das áreas)

1. As áreas disponíveis para efeitos de realização de operações petrolíferas devem ser divididas em blocos de trinta minutos de latitude e por trinta minutos de longitude, salvo as excepções impostas por fronteiras com outros Estados ou outras circunstâncias justificativas.
2. As áreas objecto de contratos de concessão para a realização de operações petrolíferas devem ser delimitadas por meridianos e paralelos expressos em minutos, podendo abranger um ou mais blocos ou parte ou partes de bloco.
3. As áreas objecto de renúncia no termos do disposto na lei aplicável e nos contratos de concessão, e as que resultem de renúncia parcial devem ser contíguas e delimitadas por meridianos e paralelos expressos em minutos, podendo, contudo, ser aprovada a divisão horizontal ocorrendo em circunstâncias que o justifiquem.

Artigo 27
(Direito de uso de áreas para a realização de operações petrolíferas)

1. A concessionária ao abrigo de um contrato de concessão sujeita-se à legislação aplicável para a obtenção do direito de uso e aproveitamento das terras e áreas marítimas, contidas na área do contrato de concessão para efeitos de realização das operações petrolíferas.
2. A concessionária pode ainda, no âmbito do contrato de concessão e através da submissão e aprovação pelo Governo de um plano, deter o direito de uso e aproveitamento da terra sobre a área para a condução de operações petrolíferas ou construção e operação de infra-estruturas.
3. Qualquer direito referido nos termos dos n.ºs 1 e 2 do presente artigo não impede o acesso de servidão de passagem, em conformidade com a legislação em vigor para o acesso aos locais onde as operações petrolíferas são realizadas, excepto na medida em que esses direitos interfiram substancialmente com as operações petrolíferas nessas áreas.
4. Nos termos do presente artigo, a concessionária deve em qualquer momento, ter acesso de entrada e saída à área do contrato de concessão, bem como a qualquer outra área sujeita a jurisdição da República de Moçambique onde tenha adquirido ou construído infra-estruturas.
5. Os direitos previstos no n.º 1 e 4 do presente artigo e no artigo 28, devem ser exercidos de forma prudente, de modo a minimizar os efeitos negativos dos interesses de eventuais legítimos ocupantes e usuários das terras, lagos, cursos de água, espaço marítimo ou leito do mar incluídas na área do contrato de concessão.
6. Para os efeitos de realização de operações petrolíferas na área do contrato de concessão, a concessionária, está sujeita à legislação aplicável e as às necessárias autorizações do Governo, e terá o direito de:
   a) Fazer furos artesianos e represar águas de superfície, bem como estabelecer sistemas para fornecimento de água;
   b) Utilizar, durante as operações petrolíferas, materiais tais como cascalho, areias, cal, gesso, pedra e argila de acordo com a legislação aplicável;
   c) Construir e operar as necessárias infra-estruturas e equipamentos;
   d) Erguer, instalar, manter e operar todos os sistemas e instalações de comunicações e transporte;
   e) Erguer, manter e operar instalações portuárias e de terminal para utilização nas operações petrolíferas.

Artigo 28
(Reassentamento e compensação)

Quando no decurso das operações petrolíferas, haja necessidade de reassentamento, a concessionária é responsável pelo reassentamento e pagamento de justa indemnização às pessoas afectadas, nos termos da legislação aplicável.

SECÇÃO VI
Operador

Artigo 29
(Requisitos do operador)

O operador deve, para além da qualificação mínima exigida para a concessionária, reunir os seguintes requisitos:

a) Competência e experiência em operações petrolíferas;
b) Competência técnica e operacional sustentada em capacidade de pesquisa, desenvolvimento, produção, e desmobilização;
c) Experiência no tipo de operações petrolíferas que pretende realizar ao abrigo do correspondente contrato de concessão;
d) Experiência comprovada na gestão de projectos em operações petrolíferas relevantes; e
e) Manter uma estrutura organizativa capaz e eficiente, devidamente autorizada para conduzir todas as operações petrolíferas, sujeitas à jurisdição moçambicana.

Artigo 30
(Obrigações do operador)

O operador, mesmo quando não seja parte da concessionária, responde solidariamente com a concessionária, pela gestão ordinária das operações petrolíferas, competindo-lhe nomeadamente:

a) Estabelecer objectivos de segurança e critérios de aceitação para análise de riscos;
b) Informar ao Instituto Nacional de Petróleo sobre o estágio das actividades programadas;
c) Envolver o seu pessoal no desenvolvimento do sistema de gestão e mantê-lo actualizado;
d) Pagar as indemnizações devidas pela constituição de servidões e expropriação de direitos de terceiros;
e) Cumprir com as normas regulamentares em vigor respeitantes às operações petrolíferas;
f) Prestar as garantias previstas na legislação aplicável a serem fixadas pelo Instituto Nacional de Petróleo; e
g) Cumprir com a legislação em vigor no País, incluindo as normas laborais.

CAPÍTULO III
Programas, Planos e Avaliações

Artigo 31
(Tipos de planos)

1. As operações petrolíferas devem ser objecto de um planeamento minucioso e sistemático.
2. A concessionária deve apresentar ao Ministro que superintende a área dos petróleos os seguintes programas e planos:

a) Programa de pesquisa;
b) Plano de desenvolvimento e produção;
c) Plano de desenvolvimento de sistemas de oleoduto ou gasoduto;
d) Plano de desenvolvimento de infra-estruturas; e
e) Plano de desmobilização.

3. Os planos e programas submetidos devem ser, tanto quanto possível, extractos da documentação, programas e planos usados pela concessionária ou operador.

Artigo 32
(Programa de pesquisa)

1. Cada fase de actividade de pesquisa deve ser objecto de planos elaborados mediante consulta ao Instituto Nacional de Petróleo, de acordo com os termos e condições do contrato de concessão.

2. Os planos devem incluir, no mínimo, a seguinte informação:

a) Dados precisos acerca da área a pesquisar, com indicação da localização das infra-estruturas e do equipamento;
b) Programa de actividades;
c) Métodos de pesquisa e instrumentação;
d) Equipamento a utilizar, transporte do equipamento, incluindo, no caso de pesquisa em zonas marítimas, a velocidade dos veículos, navios, o comprimento dos cabos sísmicos, a origem do equipamento e as áreas de descarga, bem como indicação dos portos que serão usados como bases ou portos de escala de apoio às actividades de pesquisa;
e) Forma de apresentação dos resultados;
f) Avaliação do impacto ambiental.

3. Cada programa ou plano deve ser submetido ao Instituto Nacional de Petróleo com a antecedência mínima de cinco semanas relativamente à data de início, prevista para a respectiva actividade ou ao início da respectiva actividade, conforme o que ocorrer primeiro.

4. Antes de dar início a cada actividade de pesquisa, nos termos do programa ou plano de pesquisa, a concessionária e o operador devem certificar-se que as respectivas operações irão decorrer num ambiente seguro e sem afectar outras actividades na área.

Artigo 33
(Avaliação de um depósito de petróleo)

1. A concessionária deve notificar ao Instituto Nacional de Petróleo, no prazo de vinte e quatro horas, acerca de qualquer descoberta e mantê-lo informado sobre os resultados dos testes realizados e a sua avaliação.

2. A concessionária deve no prazo máximo de dois meses a contar da data da notificação, submeter à aprovação do Instituto Nacional de Petróleo, um programa de avaliação com a definição de um prazo, não superior a dois anos, para a avaliação da descoberta que inclua actividades de perfuração.

3. A concessionária deve submeter ao Instituto Nacional de Petróleo, no prazo de seis meses após a conclusão do programa de avaliação, o respectivo relatório contendo os resultados das actividades realizadas e a sua avaliação.

4. Os termos e condições relativos ao programa de avaliação e avaliação comercial da produção e venda de gás natural não associado serão os seguintes:

a) Aquando da conclusão de um programa de avaliação relativo a uma descoberta de gás natural não associado efectuada pela concessionária e da apresentação do relatório de avaliação da mesma, o período de avaliação comercial terá início, se a concessionária o solicitar, e manter-se-á em relação a qualquer área de descoberta por um período não superior a cinco anos;
b) O relatório de avaliação apresentado nos termos do presente artigo deverá incluir as reservas recuperáveis estimadas, pressão e taxa de entrega dos projectos, especificações de qualidade e outros factores técnicos e económicos relevantes para a determinação de um mercado para gás natural disponível.
c) A concessionária pode, a qualquer momento durante o período de avaliação comercial, informar o Ministério que superintende a área dos petróleos, mediante notificação sobre se o depósito de petróleo em relação a qual tenha sido apresentado um relatório de avaliação, é comercial;
d) Caso a concessionária não solicite uma prorrogação do período de avaliação comercial nos termos da alínea a), acima, no prazo de 180 dias a contar da data do relatório de avaliação, a concessionária deverá informar o Ministro que superintende a área dos petróleos se qualquer descoberta de gás natural efectuada

pela concessionária em relação à qual tenha sido apresentado um relatório de avaliação, é comercial.

Artigo 34
(Declaração de comercialidade)

1. A concessionária deve efectuar as necessárias avaliações técnicas e comerciais de modo a determinar se a descoberta pode ser desenvolvida de forma comercial, individual ou em conjunto, outros depósitos de petróleo dentro da área do contrato de concessão.
2. A concessionária deve, no prazo de cento e oitenta dias a contar da apresentação do relatório de avaliação, notificar ao Instituto Nacional do Petróleo, informando-o se os depósitos de petróleo abrangidos pela descoberta podem ser desenvolvidos de forma comercial, devendo submeter uma declaração de comercialidade que inclua uma descrição completa dos dados relevantes, pesquisas e avaliações que conduziram a tais conclusões.
3. Se o relatório referido no n.º 2 do presente artigo concluir que os depósitos de petróleo que integram a descoberta, considerados singularmente ou em conjunto com outros depósitos de petróleo dentro da área do contrato de concessão, podem ser desenvolvidos de forma comercial, a respectiva notificação será considerada como uma declaração de comercialidade.
4. A declaração de comercialidade feita pela concessionária deve constituir a base para o Governo decidir se vai exercer o direito de participar no desenvolvimento e produção dos depósitos de petróleo, podendo o Ministro que superintende a área dos petróleos solicitar informação e clarificação adicionais à concessionária.
5. Se a concessionária considerar que os depósitos de petróleo abrangidos pela descoberta não são susceptíveis de um desenvolvimento e produção comercialmente viável, a declaração de comercialidade referida no n.º 2 do presente artigo, contendo a avaliação técnica e comercial da concessionário, deve expor as medidas necessárias a tomar para tornar o desenvolvimento e produção comercialmente viável e propor trabalhos adicionais para avaliação da comercialidade dos referidos depósitos de petróleo.

Artigo 35
(Unificação de depósitos de petróleo)

1. Se a concessionária tiver indícios suficientes de que os depósitos de petróleo se estendem para áreas vizinhas abrangidas por outros contratos de concessão de pesquisa e produção, a concessionária deve comunicar imediatamente o facto ao Instituto Nacional de Petróleo, fazendo constar do relatório de avaliação informação detalhada sobre o assunto.
2. No caso de depósitos de petróleo que se estendam por mais do que uma área de contrato de concessão, todas as concessionárias que tenham direitos relevantes nas áreas de concessão envolvidas devem, no prazo de seis meses, após a declaração de comercialidade, alcançar e apresentar um acordo de unificação, sobre a forma como o trabalho de avaliação deve ser optimizado através de um desenvolvimento conjunto ou coordenado e devem submeter um programa de avaliação coordenado ao Instituto Nacional de Petróleo.
3. Findo o prazo referido no número 2 do presente artigo, o Ministro que superintende a área dos petróleos, pode notificar os respectivas concessionárias para que tal acordo seja alcançado dentro de 3 meses, a contar da data da notificação, findo o qual se as concessionárias não alcançarem um acordo, o Ministro pode proceder a nomeação de um perito independente para decidir sobre as questões relacionadas com a unificação onde não haja acordo.
4. A aprovação de um plano de desenvolvimento de depósitos de petróleo que se estendem por mais do que uma área de contrato de concessão fica dependente da assinatura de um acordo de unificação entre as concessionárias em causa.

Artigo 36
(Plano de desenvolvimento)

1. Dentro de um prazo não superior a dois anos a contar da data da declaração de comercialidade, a concessionária deve elaborar e submeter ao Ministro que superintende

a área dos petróleos, com cópia para o Instituto Nacional de Petróleo, um plano de desenvolvimento e esboçando o desenvolvimento e produção dos respectivos depósitos de petróleo.

2. O plano de desenvolvimento e a sua subsequente implementação deve ter por base a utilização racional das reservas de petróleo e infra-estruturas existentes. A produção de petróleo a partir de múltiplas zonas com depósitos de petróleo através de uma única linha de produção só será autorizada se for demonstrado que esse método de desenvolvimento produção é necessário para viabilizar a rentabilidade comercial da produção.

3. A fim de assegurar a compatibilidade entre os objectivos do Governo e da concessionária, o Instituto Nacional de Petróleo deve ser consultado quanto ao âmbito e conteúdo do plano de desenvolvimento, devendo o desenvolvimento ter em conta os respectivos aspectos económicos, técnicos, ambientais, de segurança e os recursos existentes.

4. Se o desenvolvimento abranger um sistema de oleoduto ou gasoduto ou infra-estruturas localizadas fora da área do contrato de concessão ser-lhe-ão também aplicáveis os requisitos do plano de desenvolvimento de sistema de oleoduto ou gasoduto e de infra-estruturas.

5. Sem prejuízo do previsto na legislação aplicável, o plano de desenvolvimento deve incluir no mínimo, a seguinte informação:

a) A descrição da estratégia e do conceito de desenvolvimento, bem como do critério para as opções feitas;
b) A descrição de eventuais fases de desenvolvimento subsequentes se existirem, incluindo ligações com outras infra-estruturas, campos e, se necessário, a forma de coordenação com outras operações petrolíferas;
c) A descrição de aspectos geológicos e de engenharia do reservatório, em especial no que se refere à análise e avaliações detalhadas das estruturas e considerações geológicas, da engenharia do reservatório e da engenharia de produção que constituem a base para a escolha do sistema de produção;
d) A descrição de eventuais actividades adicionais de pesquisa previstas;
e) O programa de produção previsto e estudos sobre a regularidade de produção e de transporte, incluindo uma avaliação do impacto das ligações a infra- -estruturas e campos existentes ou planeados;
f) Descrição das formas de coordenação com outros planos de desenvolvimento, de acordo com a lei aplicável;
g) A informação sobre o ponto de situação de outras licenças obtidas ou por obter ao abrigo da lei aplicável, relevantes para a condução das operações petrolíferas em terra e no mar;
h) A descrição técnica das infra-estruturas e equipamento a utilizar abrangidos pelo plano de desenvolvimento, incluindo o número e o tipo de poços, de equipamento de produção, de processamento, utilização de petróleo como combustível para fins de Produção, a injecção de componentes gasosos e líquidos incluindo água ou químicos em qualquer forma, equipamentos, medição e armazenagem, oleodutos ou gasodutos entre várias infra-estruturas, incluindo o sistema de recolha de petróleo dos poços e transporte de petróleo para os compradores de petróleo-bruto ou gás natural, armazenagem ou infra-estruturas de carregamento, bem como soluções técnicas para prevenir e diminuir ao mínimo a queima de petróleo e descargas ou emissões perigosas para o ambiente;
i) A descrição sobre as formas de contribuição para o fornecimento de petróleo ao mercado nacional;
j) Lista dos padrões técnicos de qualidade a utilizar;
k) Informação sobre os sistemas de gestão, incluindo informação sobre planeamento, organização e implementação do desenvolvimento;
l) A descrição geral do sistema de segurança e seus objectivos, bem como a avaliação da segurança e ambiente de trabalho que fundamenta a opção por determinado conceito de desenvolvimento da preferência da concessionária, incluindo uma descrição de medidas técnicas de emergências;
m) Avaliação do impacto ambiental, em separado de acordo com a da lei aplicável;

n) Uma síntese das regras e procedimentos a adoptar na implementação, operação e manutenção do projecto;
o) Informação sobre avaliações e análises económicas do projecto que fundamentam a opção por determinado conceito de desenvolvimento, soluções recomendadas e estimativas de custos de capital, operacionais e de desmobilização, incluindo uma descrição da forma de financiamento do projecto;
p) As informações sobre o encerramento das operações petrolíferas e desmobilização das infra-estruturas e medidas propostas para assegurar o seu financiamento;
q) Um programa de implementação do plano de desenvolvimento;
r) Proposta de ponto de entrega;
s) Proposta de um ponto para a entrega de petróleo destinado ao mercado nacional.

Artigo 37
(Plano de desenvolvimento de sistemas de oleoduto ou gasoduto)

1. O plano de desenvolvimento de sistemas de oleoduto ou gasoduto, com descrição dos sistemas, construção e operação e o seu funcionamento deve ser submetido ao Ministro que superintende a área dos petróleos com cópia para o Instituto Nacional de Petróleo, como parte do processo de pedido para um contrato de concessão de sistemas de oleoduto ou gasoduto.

2. O plano de desenvolvimento de sistemas de oleoduto ou gasoduto e a sua implementação devem basear-se na utilização racional dos recursos petrolíferos e das infra-estruturas existentes.

3. A fim de assegurar que o plano de desenvolvimento de sistemas de oleoduto ou gasoduto prossegue os objectivos e satisfaz as necessidades dos interessados, o seu âmbito e conteúdo deve ser objecto de uma aprovação do Instituto Nacional de Petróleo.

4. O plano de desenvolvimento de sistemas de oleoduto ou gasoduto deve incluir no mínimo a seguinte informação:

a) A descrição das infra-estruturas de produção, incluindo do depósito de petróleo ou grupo de depósitos de petróleo a partir dos quais será feito o transporte, com análises e cálculos da produção e as especificações de engenharia que constituem a base do sistemas de oleoduto ou gasoduto;
b) Os volumes estimados a transportar e estudos sobre a regularidade da produção e do transporte, bem como do impacto das ligações com os sistemas de oleoduto ou gasoduto existentes ou projectados;
c) Situação das licenças para o uso e aproveitamento de áreas em terra e autorizações para a realização de operações petrolíferas em terra e no mar ao abrigo da lei aplicável;
d) A descrição técnica das instalações e equipamento a instalar, incluindo um esboço da rota do sistema de oleoduto ou gasoduto, e detalhes do sistema de armazenagem;
e) Uma descrição de qualquer ligação a instalações existentes ou projectadas e delimitação relativamente a estas;
f) Uma lista dos padrões técnicos de qualidade a adoptar;
g) Informação sobre os sistemas de gestão, incluindo informações sobre o planeamento, organização e implementação do desenvolvimento;
h) A descrição da forma como as infra-estruturas existentes e equipamentos conexos e outras serão utilizadas;
i) Descrição das formas de coordenação com outros planos de desenvolvimentos;
j) A descrição dos procedimentos a adoptar para se alcançar os objectivos definidos em condições razoáveis, nomeadamente relativas a tarifas para o transporte de petróleo de terceiros;
k) A descrição dos objectivos de segurança e da avaliação dos riscos que fundamentam a opção por um determinado conceito de desenvolvimento de sistemas de oleoduto ou gasoduto;
l) Avaliação do impacto ambiental, em separado de acordo com a lei aplicável;
m) Uma síntese das regras e procedimentos a adoptar na implementação, operação e manutenção;

n) Informações sobre avaliações e análises económicas do projecto que fundamentam a opção pelo conceito de desenvolvimento, estimativas de custos de investimento e operacionais e custos de desmobilização, incluindo uma descrição da forma de financiamento do projecto;
o) Informações sobre aa a cessação das operações petrolíferas e desmobilização das Instalações e medidas propostas para assegurar o seu financiamento;
p) Um programa de implementação do desenvolvimento.

Artigo 38

(Plano de desenvolvimento de construção e operação de Infra-estruturas)

1. O plano de desenvolvimento de construção e operação de infra-estruturas deve ser submetido ao Ministro que superintende a área dos petróleos, com cópia para o Instituto Nacional de Petróleo, como parte do processo de pedido para um contrato de concessão de construção e operação de infra-estruturas.

2. O plano de desenvolvimento de infra-estruturas e a sua implementação deve basear-se na utilização racional dos recursos petrolíferos e das infra-estruturas existentes e planeadas para a produção e transporte.

3. A fim de assegurar que o plano de desenvolvimento de infraestruturas prossegue os objectivos e satisfaz as necessidades dos interessados, o seu âmbito e conteúdo deve ser objecto de uma aprovação do Instituto Nacional de Petróleo.

4. O plano de desenvolvimento de infra-estruturas deve conter, no mínimo , a seguinte informação:

a) A descrição da estratégia do conceito de desenvolvimento, e o critério para as opções feitas, descrição de eventuais fases de Desenvolvimento subsequentes e, se necessário, a forma de coordenação com outras operações petrolíferas ou concessionárias;
b) A descrição das infra-estruturas existentes e planeadas de produção e transporte, depósitos de petróleo, com análises e cálculos da produção existente e futura e, as especificações de engenharia que constituem a base do desenvolvimento das infra-estruturas em questão;
c) A capacidade estimada das infra-estruturas existentes e planeadas e, estudos das projecções;
d) Descrição das formas de coordenação com outros planos de desenvolvimentos de acordo com a lei aplicável;
e) A informação sobre outras autorizações requeridas e aprovações aplicáveis ou a obter para conduzir operações petrolíferas;
f) A descrição técnica das infra-estruturas e equipamento conexos à infra-estrutura e as operações petrolíferas relacionadas com o contrato de concessão de infra-estruturas, i.e., processamento, tratamento, liquefacção, armazenamento e carregamento, medição, uso de petróleo como combustível nas operações petrolíferas e as soluções técnicas que visam prevenir e reduzir o escape ou queima de petróleo, ou pressão do reservatório e outros potenciais danos ou descargas e emissões ambientais;
g) Informação técnica e comercial e descrição de conexões às infra-estruturas existentes para operações petrolíferas;
h) Uma lista dos padrões técnicos e outros que serão implementados;
i) Informação sobre os sistemas de gestão, incluindo informações sobre o planeamento, organização e implementação do desenvolvimento;
j) A descrição da forma como as infra-estruturas existentes e outras serão utilizadas;
k) A descrição dos procedimentos a adoptar para se alcançar os objectivos definidos em condições razoáveis, nomeadamente relativas a tarifas para o uso de infraestruturas, incluindo potencial uso por terceiros;
l) A descrição dos objectivos de segurança e da avaliação dos riscos que fundamentam a opção por um determinado conceito de desenvolvimento das infra-estruturas;
m) Avaliação do impacto ambiental, separada de acordo com a lei aplicável;

n) Um sumário das regras e procedimentos a adoptar na implementação, operação e manutenção;
o) Informação sobre avaliação e análise económica do projecto que fundamentam a opção pelo conceito de desenvolvimento, estimativas de custos de investimento e operacionais e custos de desmobilização, incluindo uma descrição da forma de financiamento do projecto;
p) Informação sobre a cessação, encerramento das operações petrolíferas e desmobilização de infra-estruturas e medidas propostas para assegurar o seu financiamento;
q) Um programa de implementação do plano de desenvolvimento das infra-estruturas.

Artigo 39
(Coordenação de desenvolvimento)

1. Os planos de desenvolvimento, plano de desenvolvimento de sistemas de oleoduto ou gasoduto e plano de desenvolvimento de infra-estruturas submetidos devem permitir a máxima coordenação do planeamento e implementação do desenvolvimento proposto.
2. Os planos de desenvolvimento submetidos devem descrever como os efeitos materiais adversos, sobre outros desenvolvimentos de descobertas feitas em áreas de contratos de concessão relevantes, podem ser evitados.
3. A concessionária deve em relação a cada plano apresentado para aprovação do Governo incluir uma declaração, acompanhado de elementos comprovativos, que:
a) O plano será implementado de forma coordenada com todos os outros planos de desenvolvimento em curso ou futuros de que se espera que a concessionária esteja informada;
b) As soluções técnicas propostas e implementadas e o uso de áreas em terra e no mar, não afetem adversamente a implementação de outros desenvolvimentos no âmbito de outros contratos de concessão, no momento da submissão do plano de desenvolvimento em questão;
c) A concessionária tenha consultado as outras concessionárias relevantes quanto à questão na alínea a) e b) e declarado que a sua solução é baseada em todas as informações disponíveis e nas consultas realizadas.

Artigo 40
(Plano de desmobilização)

1. A concessionária deve, com a antecedência mínima de dois anos relativamente à data prevista para o encerramento das operações petrolíferas, reutilização ou remoção e recolha das infra-estruturas, submeter ao Ministro que superintende a área dos petróleos o plano de desmobilização, com cópia para o Instituto Nacional de Petróleo.
2. O plano de desmobilização deve ser elaborado em observância da legislação aplicável e assegurar que a cessação das operações petrolíferas e a desmobilização de infra-estruturas são conduzidas de forma prudente e de acordo com as Boas Práticas da Indústria de Petróleo.
3. O plano de desmobilização deve ser elaborado em consulta com o Instituto Nacional de Petróleo e conter, no mínimo, os seguintes elementos:
a) Detalhes das medidas a adoptar para executar a desmobilização em cada área de desenvolvimento e produção, incluindo:
i. Soluções alternativas e outras recomendações para a cessação das operações petrolíferas e desmobilização de cada área de desenvolvimento e produção;
ii. Detalhes propostos para o encerramento e selagem de poços;
iii. Remoção atempada de equipamento e Instalações que não sejam necessárias para as Operações Petrolíferas em curso;
iv. Quaisquer outras medidas que possam ser razoavelmente necessárias para prevenir perigo para a vida humana, para bens de terceiros ou para o ambiente.
b) Estimativa do tempo necessário para concluir as actividades nos termos do plano;

c) O cronograma das actividades de desmobilização e descrição do equipamento necessário para restauração de terrenos e /ou leito do mar;
d) Um orçamento das operações para implementar o plano de desmobilização, incluindo detalhes sobre os custos de remoção de infra-estruturas, equipamento e Instalações, e restauração do meio ambiente afectado com as operações petrolíferas;
e) Um esquema de decomposição de contas do fundo de desmobilização para fazer face aos custos de implementação do plano de desmobilização;
f) Os estudos ambientais, de engenharia e de viabilidade que possam ser necessários para fundamentar o plano proposto;
g) Inventário dos materiais e químicos perigosos que se encontram nas Instalações e planos para a sua remoção;
h) Uma Avaliação do Impacto Ambiental em separado de acordo com a lei aplicável.

4. No caso da concessionária não submeter o plano de desmobilização no prazo previsto ao Ministro que superintende a área dos petróleos, este pode, mediante notificação, exigir a apresentação do plano de desmobilização no prazo de noventa dias a contar da data de recepção da referida notificação.

5. Findo o prazo referido no número anterior sem que a concessionária tenha apresentado o plano de desmobilização, o Ministro que superintende a área dos petróleos, pode solicitar consultoria especializada de nível internacional, para elaborar o Plano de Desmobilização, por conta e risco da concessionária.

6. O plano de desmobilização nos termos do número anterior será implementado pela Concessionária nos termos da lei aplicável e do contrato de Concessão, como sendo sua obrigação.

7. No caso de a concessionária considerar que a produção numa área de desenvolvimento e produção ou uso de infraestruturas cessará antes do plano de desmobilização, deve preparar e submeter para aprovação as respectivas medidas de desmobilização que, quando aprovadas, produzirão efeitos de uma alteração ao Plano de Desenvolvimento para uma Área de Desenvolvimento e Produção ou infra-estruturas.

Artigo 41
(Fundo de Desmobilização)

1. Até à data do início da produção de petróleo ou uso de infra-estruturas para operações petrolíferas, a concessionária deve abrir, num banco de sua escolha e aprovado pelo Banco de Moçambique, uma conta remunerada a juros, em moeda acordada com o Instituto Nacional de Petróleo, a designar por "Fundo de Desmobilização", na qual serão depositados periodicamente fundos que cubram os custos previstos para a desmobilização.

2. Os cálculos e os pagamentos da estimativa dos custos de desmobilização são preparados pela concessionária e submetidos ao Ministro que superintende a área dos petróleos, contendo as estimativas de:
a) Reservas recuperáveis iniciais e o calendário de produção projectado;
b) Totalidade de tarifas e taxas geradas em relação à infra-estrutura;
c) Custos totais de desmobilização para a solução de desmobilização proposta pela concessionária, bem como soluções alternativas e razoáveis de desmobilização.

3. A concessionária deve anualmente actualizar a proposta da estimativa de custos de desmobilização.

4. Caso a concessionária, não submeta ao Ministro que superintende a área dos petróleos a actualização da estimativa total do custo de desmobilização, nos termos previstos no n.º 3 do presente artigo, o Governo deve actualizar o valor total da mais recente estimativa de custo de desmobilização aprovada preliminarmente para corresponder à escalação da moeda usada de tais custos aprovados no período entre o ano civil no qual estes foram calculados e o ano civil em curso, estando a concessionária sujeita a multa nos termos do presente regulamento.

5. Medidas adequadas para revisões sucessivas de tais estimativas devem, quando necessário, ser incluídas em qualquer plano de desmobilização actualizado.

6. Na eventualidade de, no momento da implementação de qualquer plano de desmobilização, não haver fundos suficientes disponíveis no fundo de desmobilização para

financiar as actividades desse plano, o défice será integralmente satisfeito pela concessionária.

Artigo 42
(Relatórios e reuniões)

1. A concessionária deve submeter à aprovação do Instituto Nacional de Petróleo os programas, planos, relatórios, agendamento de reuniões e revisões durante a execução de todas as fases de operações petrolíferas.

2. Os programas, planos, relatórios e reuniões e revisões previstas no número 1 do presente artigo, devem versar sobre o estágio das operações petrolíferas, destacando quaisquer desvios ocorridos relacionados com os planos de actividade de pesquisa, para as operações petrolíferas.

3. Os dados, estudos, interpretações, avaliações de possíveis factores de incerteza, mapas, modelos e informação sobre financiamentos ou outros documentos relevantes que fundamentem os planos e as decisões da concessionária devem ser disponibilizados ao Instituto Nacional de Petróleo.

4. No início de cada uma das seguintes operações petrolíferas a concessionária deve acordar com o Instituto Nacional de Petróleo sobre o prazo para que esta examine o plano, podendo requerer informação adicional:

a) Programa de perfuração;
b) Engenharia detalhada das infra-estruturas, incluindo sistemas de oleodutos ou gasodutos;
c) Construção de Infra-estruturas, incluindo sistemas de oleodutos ou gasodutos;
d) Enchimento de infra-estruturas e sistemas de oleoduto ou gasoduto com substâncias inflamáveis;
e) Produção regular;
f) Modificações ou alterações substanciais de infra-estruturas e sistemas de oleoduto ou gasoduto;
g) Desmobilização.

5. A concessionária deve elaborar e manter registos fidedignos e actualizados das operações petrolíferas na área do contrato de concessão e fornecer ao Instituto Nacional de Petróleo, informações, dados e relatórios disponíveis relativos às operações petrolíferas, bem como avaliações e interpretações relativas às operações petrolíferas, quando requeridas.

6. As diagrafias de poços, os mapas, as bandas magnéticas, as amostras de testemunhos e de detritos de perfuração e outras informações de natureza geológica e geofísica obtidas pela concessionária no decurso da execução das operações petrolíferas, devem ser submetidos ao Instituto Nacional de Petróleos. A publicação, reprodução ou outra utilização de tal documentação deve estar sujeita à confidencialidade nos termos da legislação aplicável, disposições nos termos da legislação aplicável ou do contrato de concessão relevante ou outro documento direito do petróleo, que exigem o consentimento da concessionária.

7. A concessionária poderá reter, para seu próprio uso, cópias do material que constitua documentação, mediante autorização do Instituto Nacional de Petróleo, contanto que tenham sido fornecidas as originais, em dimensão e qualidade requeridas.

8. A concessionária deve manter o Instituto Nacional de Petróleo permanentemente informado sobre as fases importantes das operações petrolíferas, devendo igualmente, elaborar e apresentar:

a) Um relatório sobre o progresso dos trabalhos contendo uma descrição narrativa das actividades desenvolvidas no âmbito do contrato de concessão durante esse trimestre, acompanhado de diagramas e mapas representando os locais onde os trabalhos descritos tiverem sido realizados, no prazo de dois (2) meses a contar do final de cada trimestre civil;
b) Um relatório anual sintetizando e, onde for necessário, revendo e desenvolvendo os relatórios trimestrais sobre o progresso dos trabalhos apresentados com referência a esse ano civil, no prazo de quatro (4) meses a contar do final de cada ano civil;

c) Cópias de toda a documentação relacionada com essas operações petrolíferas e os respectivos resultados, até (3) três meses a contar da conclusão de qualquer actividade ou programa que constitui operações petrolíferas.

9. Salvo estipulação em contrário quer em regulamentos aplicáveis, quer nos contratos de concessão de reconhecimento e contrato de concessão de pesquisa e produção, quer no plano de actividades de pesquisa e no plano de desenvolvimento, a concessionária providenciará, e garantirá que o operador providencie semanalmente, a documentação e as informações sobre a hora e o Local da pesquisa, incluindo a movimentação de equipamentos móveis, equipamentos, veículos e embarcações ou ofícios durante a pesquisa.

10. A concessionária deve apresentar, trimestralmente, ao Instituto Nacional de Petróleo, o relatório sobre o desenvolvimento das actividades de pesquisa realizadas no trimestre anterior.

11. No prazo de três (3) meses após a conclusão da actividade de pesquisa, devem ser enviadas ao Instituto Nacional de Petróleo, cópias de toda a documentação relativa às actividades e aos resultados obtidos.

CAPÍTULO IV
Gestão das Operações Petrolíferas

Artigo 43
(Condução das Operações Petrolíferas)

A concessionária deve assegurar que o operador ou qualquer pessoa que realiza operações petrolíferas ou outras actividades a estas relacionadas, as executa:

a) De acordo com o contrato de concessão e outros documentos relacionados com direitos petrolíferos, bem como as decisões e instruções administrativas emanados dos órgãos competente, de acordo com a legislação aplicável;
b) De forma prudente, diligente com respeito a uma óptima recuperação de petróleo e de acordo com as Boas Práticas da Indústria de Petróleo;
c) De acordo com os padrões ambientais e de segurança geralmente aceites na Indústria Petrolífera internacional e aplicáveis em cada momento em circunstâncias similares;
d) De acordo com os planos para operações petrolíferas aprovados pelo Governo.

Artigo 44
(Indicação de Representante)

1. A concessionária deve indicar um director geral que a represente e resida em Moçambique e notificar a sua identidade ao Ministro que superintende a área dos petróleos, com cópia para o Instituto Nacional de Petróleo, no prazo de trinta dias a contar da data efectiva do contrato de concessão.

2. Na eventualidade de substituição do director geral, a concessionária deve, no prazo de trinta dias, indicar um substituto aceitável ao Ministro que superintende a área dos petróleos, e notificar sobre a sua identidade.

Artigo 45
(Gestão das Operações Petrolíferas)

A concessionária deve num prazo não inferior a trinta dias contados a partir da data efectiva do contrato de concessão, ter e manter uma estrutura organizativa com poderes para gerir as operações petrolíferas e outros aspectos decorrentes da legislação aplicável e relacionados com o contrato de concessão a partir de Moçambique.

Artigo 46
(Responsabilidades)

Se o contrato de concessão tiver mais de uma concessionária, qualquer obrigação decorrente do contrato de concessão é solidária, salvo as seguintes, que constituirão obrigações individuais de cada concessionária:

a) A obrigação de pagar Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas ou qualquer outro imposto que incida sobre lucros ou rendimentos líquidos;
b) A obrigação de observar as determinações relativas às matérias confidenciais estabelecidas no contrato de concessão, salvo em relação a sua aplicação a todos os actos praticados ou a praticar pelo operador no exercício das suas funções;
c) A obrigação de observar as determinações de natureza cambial, salvo em relação à sua aplicação a todos os actos praticados ou a praticar pelo operador no exercício das suas funções.

Artigo 47
(Obrigações gerais)

1. Durante a realização das Operações Petrolíferas, a concessionária e o operador devem desenvolver, implementar e actualizar políticas, estratégias, realizar avaliações, planos e soluções técnicas com o fim de:
a) Assegurar que as Operações Petrolíferas são realizadas de acordo com os objectivos estabelecidos em termos de segurança, ambiente de trabalho, saúde e protecção do ambiente contra poluição;
b) Assegurar que as Operações Petrolíferas são realizadas com recurso à tecnologia estabelecida, de forma compatível com o desenvolvimento tecnológico e de acordo com os princípios comerciais convencionados;
c) Executar as Operações Petrolíferas de forma a optimizar a extracção e a utilização dos Recursos Petrolíferos e a assegurar a recuperação do máximo possível de petróleo comercialmente recuperável existente nos Depósitos de Petróleo;
d) Assegurar que as infra-estruturas existentes e planeadas e a capacidade dos sistemas de Oleoduto ou Gasoduto são utilizadas para a extracção e utilização racional dos Recursos Petrolíferos;
e) Assegurar que são tomadas todas as medidas com vista a evitar a entrada prejudicial de água ou qualquer outro dano às formações petrolíferas que possam ser atravessadas durante as operações de perfuração ou após o abandono de qualquer Poço;
f) Controlar o fluxo e evitar a fuga ou perda de Petróleo;
g) Evitar a perda de energia natural do Depósito de Petróleo;
h) Identificar e reparar os desvios existentes ou potenciais relativamente aos planos;
i) Assegurar o cumprimento dos princípios e exigências regulamentares.

2. A concessionária e o operador têm a responsabilidade de assegurar que todo o seu pessoal ou pessoal de empresas subcontratadas estão informados acerca do conteúdo integral do presente regulamento.

3. A responsabilidade da concessionária e do operador não prejudica de forma alguma a responsabilidade de cada empregador e de cada trabalhador na execução do trabalho de acordo com o presente regulamento.

Artigo 48
(Sistema de gestão)

1. A Concessionária é obrigada a estabelecer um Sistema de Gestão que:
a) Assegure uma gestão e implementação sistemática das suas actividades;
b) Contribua para o permanente aperfeiçoamento das Operações Petrolíferas;
c) Assegure uma supervisão abrangente e coordenada das Operações Petrolíferas.

2. Os trabalhadores e os seus representantes devem ser plenamente informados sobre o Sistema de Gestão e participar no seu desenvolvimento, construção e actualização.

3. O Sistema de Gestão deve incluir, entre outras, as seguintes informações:
a) Uma enumeração dos objectivos das Operações Petrolíferas;
b) Uma enumeração geral das regras e regulamentos aplicáveis e uma descrição dos mecanismos de actualização face às alterações ou a novos regulamentos;
c) Os requisitos específicos relativos à segurança, ambiente de trabalho, protecção do ambiente e administração de recursos, os quais constituem a base do planeamento, implementação e actualização das operações petrolíferas;

d) O modo de organização das actividades a executar, incluindo uma descrição da distribuição de responsabilidades, autoridade e deveres;
e) A enumeração das necessidades de pessoal e as respectivas qualificações;
f) Os manuais de procedimentos, instruções ou outras normas de rotina descrevendo o planeamento e a implementação de actividades para alcançar os objectivos pretendidos;
g) Os manuais de procedimentos ou instruções descrevendo o tratamento das situações de violação das regras;
h) Planos para actualização e desenvolvimento subsequente do sistema de gestão.

Artigo 49
(Qualificações e formação de pessoal)

1. O pessoal envolvido nas operações petrolíferas deve ter as qualificações e formação adequadas para o desempenho eficaz do trabalho, nos termos da legislação aplicável.

2. Para a identificação das classes de tarefas relevantes em termos de segurança e de protecção do ambiente, bem como para a selecção de pessoal responsável pela verificação do projecto, devem ser estabelecidos os respectivos critérios.

3. A concessionária deve assegurar que o pessoal envolvido nas operações petrolíferas, sob a sua direcção e do operador, está familiarizado com as infra-estruturas, as políticas e os procedimentos relevantes para a actividade, bem como, assegurar que o pessoal tenha formação adequada, e experiência em lidar com situações de emergência.

Artigo 50
(Formação de técnicos nacionais)

1. A concessionária deve contribuir para a formação de técnicos nacionais em conformidade com as cláusulas do contrato de concessão.

2. A concessionária deve providenciar e garantir que o operador treine os técnicos envolvidos na gestão e controlo das operações petrolíferas e a actividades co-relacionadas, bem como, a capacitação de formadores afectos a Instituições Públicas ou a estas associadas em conformidade com os termos estipulados no contrato de concessão.

3. O programa de formação deve ser implementado de acordo com os termos e condições estabelecidos no contrato de concessão.

4. Cada concessionária deve cooperar com o Ministério que superintende a área dos petróleos, na indicação do número acordado de técnicos na gestão dos recursos petrolíferas, monitoria e controlo das operações petrolíferas oportunidades para participar em actividades proporcionadas pela Concessionária ou qualquer das suas afiliadas para os seus trabalhadores.

5. Cada concessionária deve pagar, conforme estipulado no contrato de concessão, a sua respectiva quota do montante anual especificado nos termos do contrato, para a formação, apoio institucional e programas de apoio social para o Governo durante a vigência do contrato de concessão.

6. A concessionária e o Governo devem estabelecer um mútuo acordo sobre o conteúdo das actividades de formação a serem financiadas pela concessionária. O acordo sobre os custos ou o montante financiado deve ser utilizado como crédito contra as obrigações de formação do ano seguinte. Caso os pagamentos tenham de ser feitos em numerário, então, em seguida, o primeiro pagamento será feito no dia em que fizer um ano de entrada em vigor do Contrato de concessão, os pagamentos subsequentes devem ser efectuados anualmente no mesmo dia.

ARTIGO 51
(Emprego de nacionais)

1. Na prossecução das operações petrolíferas, cada concessionária deve empregar cidadãos nacionais que possuam, qualificações adequadas, a todos os níveis da sua organização, como subcontratados ou promover que os subcontratados empreguem cidadãos nacionais.

2. A concessionária deve em consulta com os Ministros que superintendem as áreas dos petróleos e do trabalho, emprego e segurança social, propor e executar um programa de

formação e emprego para os seus trabalhadores moçambicanos em cada fase e nível de operações, tendo em conta os requisitos de segurança e a necessidade de manter padrões de eficiência razoáveis na realização para a condução das operações petrolíferas.

3. A contratação de cidadãos de nacionalidade estrangeira é regida pela legislação aplicável.

Artigo 52
(Projectos Sociais)

1. Cada concessionária deve de acordo com o estipulado no contrato de concessão implementar os projectos de investimento social.

2. A implementação de qualquer investimento social deve estar de acordo com a Política de Responsabilidade Social e Empresarial para o sector da Indústria Extractiva de Recursos Minerais.

Artigo 53
(Documentação e amostras)

1. A concessionária deve elaborar, manter, e arquivar o material e os documentos que permitam assegurar e comprovar a realização segura e eficaz das operações petrolíferas.

2. A concessionária deve estabelecer e manter actualizados os sistemas de arquivo ou armazenamento de documentos e amostras necessários para a realização prudente das operações petrolíferas, os quais devem ser organizados de forma a permitir um acesso sistemático e célere aos dados.

3. A concessionária deve entregar ao Instituto Nacional de Petróleo quaisquer cópias de documentos ou duplicados das amostras recolhidas durante as operações petrolíferas, quando tal lhe for solicitado.

4. No término do contrato de concessão, toda a documentação original e as colecções das amostras arquivadas devem ser entregues ao Instituto Nacional de Petróleo.

Artigo 54
(Exportação de Documentação e Amostras)

1. Os documentos originais e as amostras recolhidas devem permanecer em Moçambique.

2. A documentação prevista no número anterior inclui:

a) A descrição dos trabalhos de natureza geológica e geofísicos efectuados na área do contrato de concessão;
b) Os dados e resultados dos programas de aquisição sísmica e de outros levantamentos geológicos e geofísicos;
c) Mapas, interpretações e relatórios resultantes do trabalho geológico, geofísico e dos trabalhos técnicos relativos à área do contrato de concessão;
d) Os registos de perfuração, diagrafias, aprofundamento, teste, encerramento e abandono de poços;
e) Os registos das formações e subsolo atravessados pelos poços;
f) A descrição do esboço original do poço, complementos e quaisquer alterações efectuadas;
g) Os registos relativos à ocorrência de petróleo, água ou outros minerais susceptíveis de aproveitamento económico ou substâncias perigosas encontradas;
h) As interpretações, análises, avaliações e estudos realizados com base nas amostras;
i) Planos de pormenor e de construção das Instalações de processamento e dos sistemas de oleoduto ou gasoduto;
j) Os registos operacionais, nomeadamente registo da pressão, temperatura, fluxo, alarme e situações de encerramento; Os relatórios de inspecções de acidentes e descargas.

3. A exportação de documentação, amostras, e ou de outros materiais que constituam documentação para processamento ou para exames ou análises laboratoriais, está sujeita a aprovação do Instituto Nacional de Petróleo, desde que sejam amostras equivalentes,

em dimensão e qualidade, ou cópias de qualidade equivalente quando se trata de material susceptível de reprodução.

Artigo 55
(Aquisição de Bens e Serviços)

1. A aquisição de bens e serviços paro efeito de realização de operações petrolíferas no valor igual ou superior a 80.000.000.00MT (oitenta milhões de meticais) deve ser feito por concurso público.*

**Na redacção introduzida pelo Decreto n.º 48/2018 de 6 de Agosto*

2. Na aquisição de bens e serviços, a concessionária deve garantir que as pessoas singulares ou colectivas estrangeiras estão em associação com pessoas singulares ou colectivas moçambicanas, de que resulte numa contribuição substancial para a produção ou a criação de valor de bens e serviços que sejam originários de Moçambique ou gerados por pessoas moçambicanas.

3. Na avaliação dos concursos, deve ser tomada em consideração a qualidade do serviço, o preço, o prazo de entrega e as garantias oferecidas.

4. A concessionária ou o operador devem dar preferência aos bens e serviços locais quando comparáveis em termos de qualidade aos bens e serviços internacionais que estejam disponíveis em tempo e nas quantidades requeridas e o seu preço, incluindo impostos, não seja superior em mais de dez por cento aos preços dos bens importados disponíveis.

5. Por bens e serviços locais entende-se aqueles que em substância ou medidos pelo valor acrescentado são predominantemente fabricados, construídos ou executados em Moçambique.

6. O Concurso para aquisição de bens e serviços deve obedecer aos seguintes princípios:

a) Deve estabelecer um prazo razoável para a preparação dos concorrentes;
b) Todos os fornecedores seleccionados deverão receber as mesmas especificações;
c) As especificações, os prazos de concurso e os prazos de entrega deverão ser formulados de forma a não excluir indevidamente fornecedores competitivos;
d) Deve ser enviada ao Instituto Nacional de Petróleo uma cópia da lista dos concorrentes pré-qualificados seleccionados;
e) Antes da adjudicação dos Contratos principais, o Instituto Nacional de Petróleo deve ser informado das decisões do Operador.

7. Se o Instituto Nacional de Petróleo, após discussão com o Operador, concluir que não foram cumpridos os procedimentos de Concurso, pode solicitar ao Operador que reconsidere a sua decisão sobre a adjudicação do Contrato.

8. O valor previsto no n.º 1 pode ser alterado por diploma conjunto dos Ministros, que superintendem as áreas de Petróleo e das Finanças.*

**Na redacção introduzida pelo Decreto n.º 48/2018 de 6 de Agosto.*

CAPÍTULO V
Infra-estruturas

SECÇÃO I
Acesso de Terceiros às Infra-estruturas

Artigo 56
(Tarifas para o acesso de terceiros às infra-estruturas)

1. A Metodologia para fixação das tarifas para o acesso de terceiros às infra-estruturas está sujeita a aprovação do Ministro que superintende a área dos petróleos.

2. O cálculo das tarifas para uso das infra-estruturas por terceiros será estabelecido no contrato de concessão de infraestruturas ou por acordo específico sujeito aos termos do contrato de concessão nos seguintes princípios:

a) A tarifa baseia-se na capacidade total reservada das infra- -estruturas durante o período em questão;
b) A tarifa incluirá o custo de capital e o custo operacional,

c) A tarifa incluirá a rentabilidade, reflectindo o risco do proprietário da infraestrutura, não excedendo a taxa de retorno.

3. Se as partes não chegarem a acordo em relação ao uso ou ao aumento da capacidade no prazo de seis meses a contar da data do pedido para o uso ou aumento da capacidade da infraestrutura, dependendo dos termos contratuais, a questão pode ser dirimida:

a) Por arbitragem; ou
b) Pelas autoridades judiciais competentes.

SECÇÃO II
Infra-estruturas de Produção

Artigo 57
(Projecção e construção)

1. As infra-estruturas e os locais de trabalho devem ser planeados, projectados, construídos, equipados e instalados para que as diferentes operações petrolíferas sejam realizadas com segurança e eficiência de acordo com as Boas Práticas da Indústria de Petróleo.

2. A concessionária deve basear o seu projecto nas normas e padrões internacionalmente reconhecidos os quais devem constar dos planos de desenvolvimento. As infra-estruturas os locais de trabalho devem igualmente observar as exigências das normas e padrões nacionais aplicáveis. Não devem ser aplicados diferentes padrões na mesma área.

3. O planeamento de novas infra-estruturas e as modificações das infra-estruturas existentes devem ter em consideração o equipamento disponível e as novas tecnologias, de modo a manter os objectivos do sistema de gestão nos termos deste regulamento.

4. Durante as fases de projecto, construção ou funcionamento e utilização devem ser prevenidas deficiências que possam causar situações de perigo ou acidente.

5. Todas as infra-estruturas e locais de trabalho devem ser mantidos em condições adequadas e de segurança durante a construção.

6. Os requisitos funcionais das infra-estruturas devem constar de documento escrito, definir o tempo de vida útil do projecto, devendo ser consideradas e definidas as possíveis variações dos níveis de fluxo;

as condições de pressão, temperatura, composição e características do fluido.

Artigo 58
(Projecção das infra-estruturas)

1. Os requisitos de funcionamento e manutenção das infra- -estruturas devem ser definidos por escrito durante a fase de projecto e servir de base para a elaboração dos respectivos procedimentos.

2. A concessionária deve, ao projectar as Instalações, assegurar o melhor acesso possível para a sua inspecção e manutenção.

3. As infra-estruturas devem ser projectadas de forma a assegurar meios de acesso e evacuação e estar munidas dos meios de salvamento adequados.

4. As infra-estruturas devem ser concebidas de modo a minimizar as consequências de incêndios ou explosões. Os sistemas e os seus componentes devem ser projectados para minimizar os riscos de erupções, incêndios e explosões, com vista a permitir um combate efectivo contra incêndios, reduzindo ao mínimo o risco de danos pessoais e no equipamento. Devem ser instalados sistemas apropriados de detecção de incêndios e gás.

5. As infra-estruturas devem ser classificadas em função do risco de explosão e separadas por diferentes zonas de segurança segundo este critério e de acordo com os padrões internacionais aceites e as Boas Práticas da Indústria de Petróleo.

6. Devem igualmente ser estabelecidas, à volta de cada infraestrutura, zonas de segurança apropriadas.

7. Os edifícios que contenham hidrocarbonetos devem ser ventilados e, se necessário, possuir painéis de controlo de pressão.

Artigo 59
(Análise do risco)

1. A concessionária e o operador, baseando-se em critérios de risco devidamente ponderados, são obrigados a efectuar análises de risco das operações de infra-estruturas e actividades relacionadas que devem ser consideradas parte integrante dos projectos ou planos de pormenor.
2. A análise de risco deve ser realizada de modo a identificar as consequências em termos de pessoas, ambiente e bens, incluindo interesses financeiros, de falhas isoladas ou em sequência que possam ocorrer.
3. Na análise de risco devem ser tomados em conta, entre outros elementos, o projecto da infraestrutura, as operações a realizar, os processos de trabalho e os programas de formação do pessoal envolvido na actividade.
4. Na concepção das infra-estruturas e no planeamento de actividades devem ser tomadas medidas para eliminar ou reduzir os riscos identificados através da Análise de Risco.
5. A análise de risco deve ser actualizada de modo a acompanhar o progresso das operações petrolíferas.
6. Deve ser dada ênfase especial à integração dos resultados da análise de risco nos manuais, procedimentos e relatórios de funcionamento.

Artigo 60
(Fiscalização do projecto)

1. A entidade responsável pela Fiscalização do Projecto deve ser independente relativamente ao respectivo executante.
2. Se for feita referência a padrões reconhecidos, mas com especificações diferentes, a supervisão realizada seguindo esses padrões deve ser incluída na verificação global.
3. A avaliação dos diferentes métodos de fiscalização usados nas várias fases deve ter em conta a complexidade e intensidade crítica do projecto.

Artigo 61
(Registo de dados)

1. O Instituto Nacional de Petróleo pode exigir que nas Infraestruturas sejam colocados, à custa do operador, instrumentos de registo de dados que venham a ser considerados importantes para a realização das Operações Petrolíferas.
2. A Concessionária será igualmente responsável pelas despesas de manutenção, registo, processamento de dados e apresentação de Relatórios.

Artigo 62
(Estruturas de suporte)

1. As estruturas e os seus elementos devem:
   a) Funcionar satisfatoriamente em condições normais, tendo em conta, entre outros factores, a deterioração, deslocações, fixações e vibrações;
   b) Dispor de mecanismos de segurança adequados para resistir aos acidentes provocados pelo desgaste;
   c) Poder resistir com segurança a potenciais acções deformantes nomeadamente resistir contra as rupturas ou grandes deslocações não elásticas;
   d) Ter mecanismos de segurança adequados contra possíveis situações de risco ou acidentes;
   e) Resistir com segurança, quando se trata de estruturas flutuantes, sujeitas a deslocamentos livres, soçobro e submersão.
2. O Sistema Estrutural, incluindo os pormenores e componentes, deve ser concebido para que as estruturas:
   a) Apresentem propriedades dúcteis e baixa susceptibilidade de dano local;
   b) Sejam fáceis de fabricar;
   c) Apresentem uma distribuição uniforme de tensões;
   d) Sejam resistentes à corrosão e a outros tipos de deterioração;
   e) Permitam acções simples de controlo, manutenção e reparação.

3. Os materiais seleccionados para serem utilizados nas estruturas de suporte devem ser apropriados para este objectivo, devendo as suas características constar de documento escrito. Durante o processo de fabrico dos componentes e conexões, estes devem ser sujeitos às especificações do fabricante, a testes e controlos, os quais devem ter em conta a importância de cada um dos componentes na segurança da estrutura. A estrutura deve ser protegida contra possíveis deteriorações.

Artigo 63
(Protecção contra a corrosão e a erosão)

1. Para a protecção das Infra-estruturas devem ser tomadas em consideração as necessidades contra a erosão, a corrosão externa e interna, bem como a protecção temporária durante a fase de construção.

2. Devem ser desenvolvidos e instalados sistemas, equipamento e procedimentos para controlo permanente dos fenómenos de corrosão e erosão a fim de garantir a segurança das operações durante o período de vida útil das Infra-estruturas.

Artigo 64
(Sistemas eléctricos e instrumentos)

1. Os sistemas eléctricos e os instrumentos devem ser concebidos e instalados de forma a minimizar os riscos de explosão, evitar acidentes pessoais, assegurar um funcionamento básico de emergência e garantir a regularidade da produção.

As instalações eléctricas devem estar em conformidade com a classificação da Área e de acordo com os padrões locais e internacionais para as Instalações petrolíferas.

2. Os instrumentos de controlo e registo de dados relativos às condições de segurança devem estar ligados a uma fonte de energia de emergência.

Artigo 65
(Telecomunicações)

As Instalações devem estar equipadas com Sistemas de Telecomunicações adequados para garantir a segurança das Instalações e o seu funcionamento nos termos da legislação em vigor, podendo ser exigida a instalação de Sistemas de Telecomunicações de Controlo Remoto.

Artigo 66
(Equipamentos de elevação)

1. É obrigatória a instalação de equipamentos de elevação e o seu funcionamento deve ser planeado e realizado de modo a evitar erros ou falhas operacionais e funcionar em situações de perigo ou acidente.

2. O operador é obrigado a implementar medidas técnicas, operacionais ou regulamentares para fazer face às situações de perigo ou acidente.

3. O operador deve realizar análises de risco para identificar a probabilidade e as consequências da ocorrência de falhas isoladas ou em sequência durante as operações de levantamento e deve tomar medidas de redução dos riscos.

4. Os dispositivos e equipamentos de elevação devem ser projectados, utilizados e mantidos de acordo com os padrões nacionais e internacionais aceites. Na escolha dos dispositivos e equipamentos de elevação devem ser tomados em conta os padrões e condições climatéricas a que estarão sujeitos.

5. Os dispositivos e equipamentos de elevação devem ser inspeccionados, antes da primeira utilização, por um técnico competente que emitirá um certificado de conformidade, devendo posteriormente ser inspeccionados, pelo menos, uma vez por ano.

6. Após cada reparação ou modificação, os equipamentos de elevação devem ser objecto de nova Certificação por um técnico competente.

7. O operador deve assegurar que o pessoal envolvido nas operações de elevação tem as qualificações necessárias para operar com o equipamento de forma segura.

Artigo 67
(Ambiente de trabalho)

1. Na fase de Projecto das Instalações deve ser preparado um Programa relativo ao ambiente de trabalho que descreva a forma como os objectivos de segurança e os requisitos do ambiente de trabalho serão alcançados. Os agentes de segurança terão uma participação activa na preparação deste Programa.

2. Os locais de trabalho e de permanência das pessoas, os acessos, as rotas de transporte e os dispositivos de levantamento devem ser concebidos para que os trabalhos e a circulação de pessoas, equipamento e bens se realizem de forma lógica e satisfatória.

3. O alojamento e os acampamentos devem ser projectados, equipados e localizados de forma a proporcionar níveis de segurança, ambiente e saúde aceitáveis. O desenvolvimento deve ser concebido de forma a que as áreas de alojamento ou acampamento estejam separadas das Áreas de Perfuração, de Produção e dos Sistemas Auxiliares. A descrição das necessidades do pessoal deve ser reduzida a escrito e a capacidade dos alojamentos ou acampamentos deve ser projectada de acordo com essa descrição. As áreas para alojamento ou acampamentos devem possuir infraestruturas adequadas para diversão.

4. Os locais de trabalho, o equipamento e as operações devem ser organizados de forma a que o pessoal possa realizar o seu trabalho com segurança, devendo:

a) O trabalho ser planeado para atingir o nível razoável que cada trabalhador individualmente considerado pode desenvolver;
b) O pessoal não ser sujeito a condições adversas que lhe possa causar ferimento ou doença;
c) As áreas de trabalho e equipamento ser concebidas e organizadas de forma a possibilitar uma correcta atitude e postura de trabalho a nível individual;
d) O equipamento para controlo e supervisão dos processos de produção, os dispositivos técnicos e as operações de trabalho ser concebidos e organizados de acordo com os princípios ergonómicos aceites como adequados para uma boa interacção entre homem e máquina;
e) As ferramentas manuais e o equipamento de trabalho usados ser apropriados para não causar ferimentos ou doença aos trabalhadores.

5. Os dispositivos de segurança para a maquinaria devem ser concebidos de forma a proteger os trabalhadores do contacto com as partes perigosas do equipamento e evitar ferimentos durante a sua utilização.

6. A área de trabalho deve ser iluminada de modo a garantir que o trabalho é realizado de forma segura e prudente, nomeadamente:

a) A iluminação deve contribuir para destacar os desnivelamentos do terreno, os obstáculos físicos e as saliências que possam provocar ferimentos;
b) Os postes de iluminação devem ser concebidos e colocados de modo a evitar a acumulação de pó e a corrosão, bem como a permitir que a manutenção e mudança de lâmpadas sejam realizadas com segurança.

Artigo 68
(Medidas de segurança durante a construção)

1. Deve ser dada preferência ao uso de materiais que não sejam nocivos quando utilizados isoladamente ou em combinação com outros materiais ou gases.

2. As características dos materiais devem ser avaliadas tendo em conta as emissões de poeiras, gases ou vapores prejudiciais à saúde, bem como quaisquer outros efeitos nas condições e ambiente de trabalho e no bem-estar dos trabalhadores. Devem também ser avaliadas as características dos materiais quando expostos ao fogo ou calor excessivo.

3. Devem ser elaborados planos para assegurar que o equipamento à disposição dos trabalhadores é apropriado à realização do trabalho em segurança.

4. O perigo de exposição química que envolva risco para a saúde;

designadamente durante o armazenamento, uso, manuseamento e destruição de químicos, em operações de trabalho e ou processo que produza substâncias químicas deve ser minimizado. Deve também ser minimizado o perigo de acidentes graves e doenças causadas por exposição prolongada a químicos.

5. A exposição dos trabalhadores ao ruído, deve ser minimizada, tanto quanto possível, principalmente através da utilização de tecnologias adequadas, nomeadamente:

a) O nível de ruído nas várias áreas das Instalações deve estar de acordo com os níveis que é possível atingir de acordo com o padrão tecnológico actual;

b) Nenhum trabalhador deve ser exposto a níveis de ruído que possam prejudicar a audição;

c) Deve ser colocada sinalização à entrada dos compartimentos ou zonas em que o nível de ruído possa prejudicar a audição.

6. As vibrações do corpo inteiro ou de mão-braço devem, sempre que possível, ser evitadas.

7. Quando o trabalho for realizado ao ar livre, devem ser definidas as medidas preventivas a tomar quando as condições climáticas assim o justificam, nomeadamente os casos em que os trabalhos devem ser restringidos ou interrompidos. Devem ser definidas as condições que requerem a paragem e abandono das Infra-estruturas.

8. À entrada de compartimentos e áreas próximas de equipamento susceptível de causar ferimentos ou danos à saúde dos trabalhadores, deve ser colocada sinalização de acordo com os padrões internacionais aceites.

SECÇÃO III
Sistema de Oleoduto ou Gasoduto

Artigo 69
(Projecto de sistema de oleoduto ou gasoduto)

1. O projecto de sistemas de oleoduto ou gasoduto deve ser suficientemente detalhado por forma a demonstrar que a integridade e operacionalidade do Sistema serão mantidas durante a sua vida útil, nomeadamente:

a) Devem ser utilizados valores representativos das cargas e da resistência do Sistema às mesmas de acordo com as Boas Práticas de engenharia;
b) Os métodos de análise podem ser baseados em modelos analíticos, numéricos, empíricos ou numa combinação de todos estes métodos;
c) Podem ser aplicados princípios de segurança baseados na capacidade-limite do projecto desde que todos os princípios fundamentais e os limites de utilidade sejam considerados;
d) Devem ser consideradas todas as fontes relevantes de insegurança de cargas e resistência de cargas e ser disponibilizados dados estatísticos suficientes para uma adequada caracterização destas variáveis.

2. Os requisitos de funcionamento e manutenção dos sistemas de oleoduto ou gasoduto devem ser estabelecidos e reduzidos a escrito para servirem de base ao Projecto e à preparação dos procedimentos de funcionamento e manutenção.

3. A concepção do sistema deve identificar e tomar em consideração durante a fase de projecto, as cargas que possam causar ou contribuir para a danificação ou inoperacionalidade dos sistemas de oleoduto ou gasoduto. As cargas devem ser classificadas como funcionais, ambientais, de construção ou acidentais.

4. A concepção e funcionamento dos sistemas de oleoduto ou gasoduto que atravesse as fronteiras de países vizinhos deve ser coordenada com as contra partes do outro lado da fronteira, devendo ser devidamente considerados os regulamentos do país vizinho.

5. Os sistemas de oleoduto ou gasoduto deve estar equipado com dispositivos de envio e recepção para inspecções internas e manutenção do equipamento, devendo permitir o uso de dispositivos mecanizados, bem como, ser instalado um sistema de controlo de fugas.

Artigo 70
(Segurança do sistema de oleoduto ou gasoduto)

1. Os sistemas de oleoduto ou gasoduto devem satisfazer os requisitos nacionais e internacionais de protecção da segurança pública, do ambiente, dos trabalhadores que trabalhem no sistema ou nas suas proximidades.

2. É obrigatória a realização de um estudo de segurança para identificar potenciais perigos causados pela actividade humana ao longo dos oleodutos ou gasodutos terrestres devendo observar-se as seguintes regras:

a) Ser definidas zonas de segurança e as restrições que aí devam ser implementadas no âmbito da construção, comércio, trânsito e uso de fogo aberto;
b) Ser classificada a localização do gasoduto em relação à densidade e concentração populacional de acordo com padrões internacionais aceites;
c) Ser calculadas as dimensões do oleoduto ou gasoduto, para cada segmento, com base nesta classificação, na análise de risco efectuada, e estar de acordo com os padrões aceites;
d) O Instituto Nacional de Petróleo, com base na informação fornecida no plano de desenvolvimento dos sistemas de oleoduto ou gasoduto, definir os padrões que devem ser usados.

3. Com base nos estudos de segurança realizados, os sistemas de oleodutos ou gasodutos devem ser divididos em secções, através da instalação de estações com válvulas. As válvulas de encerramento de emergência devem poder ser operadas por controlo remoto.

4. A localização das estações de compressão e bombagem, em relação ao oleoduto ou gasoduto principal e áreas próximas, deve ser efectuada de modo a minimizar as consequências de potenciais acidentes.

5. Os edifícios e instalações devem, na medida do possível, estar localizados fora da zona de segurança, salvo existindo motivos justificados. Quando os edifícios e as instalações se situam dentro da zona de protecção e segurança, devem ser concebidos de forma a proporcionar protecção ao pessoal durante situações de risco ou até à sua evacuação em segurança.

Artigo 71
(Selecção da rota do sistema de oleoduto ou gasoduto)

1. Deve evitar-se a construção de sistemas de oleodutos ou gasodutos em zonas habitacionais ou em áreas de intensa actividade humana.

2. Deve ser tomado em consideração o impacto ambiental durante a construção e ao longo do período de vida útil do sistema de oleoduto ou gasoduto, bem como as possíveis perdas de fluídos, emissão ou descarga de elementos gasosos.

3. O levantamento e a selecção da rota devem ter em conta os seguintes factores:

a) A segurança das pessoas;
b) A protecção do ambiente;
c) Outras propriedades e Infra-estruturas;
d) As actividades de terceiros;
e) As condições geotécnicas e hidrográficas;
f) Os requisitos para a construção, funcionamento e manutenção;
g) As exigências locais;
h) As futuras actividades de pesquisa.

4. As rotas de sistemas de oleodutos ou gasodutos terrestres devem ser prévia e devidamente demarcadas.

Artigo 72
(Instalação e operação do sistema de oleoduto ou gasoduto)

1. Quando os sistemas de oleodutos ou gasodutos cruzam outros sistemas de oleodutos ou gasodutos, cabos ou linhas de qualquer outra espécie, os respectivos interessados devem estabelecer por acordo normas de procedimento que devem ser, posteriormente aprovadas pelo Instituto Nacional de Petróleo.

2. Os sistemas de oleoduto ou gasoduto terrestre devem ser enterrados para evitar a sua danificação, salvo outra solução técnica aceitável. A profundidade deve ser suficiente para evitar a danificação dos sistemas de oleoduto ou gasoduto pelas actividades permitidas dentro da zona de segurança. As secções não enterradas devem ser devidamente protegidas de modo a impedir o acesso de pessoas não autorizadas.

3. Os sistemas de oleodutos ou gasodutos construídos no mar devem ser enterrados ou protegidos para evitar a sua danificação externa e de modo a reduzir ou prevenir a sua interferência com outras actividades. As entidades reguladoras de outras actividades exercidas na zona devem ser consultadas na definição das exigências de modo a reduzir ou prevenir possíveis interferências.

4. Antes de se proceder ao enchimento dos sistemas de oleoduto ou gasoduto com substâncias inflamáveis deve ser realizado um teste de resistência à pressão e em relação às fugas em conformidade com procedimentos específicos. As conexões que não possam ser testadas sob pressão devem ser sujeitas a medidas especiais de controlo.

5. Os sistemas de oleoduto ou gasoduto devem ser controlados através de dois sistemas independentes:

a) Um sistema de controlo integrado;
b) Um sistema de protecção e alarme.

Artigo 73
(Perfuração e poços)

1. Os equipamentos e materiais utilizados nas actividades de perfuração e nos poços devem ser apropriados para o efeito e protegidos contra cargas anormais. As unidades e o equipamento auxiliar de intervenção de poços devem ser projectados, fabricados, instalados, testados, utilizados e mantidos de acordo com o presente regulamento.

2. O operador deve definir objectivos de segurança e critérios de tolerância para os riscos e realizar as análises de risco previstas no artigo 59. Um dos objectivos gerais de segurança das actividades de perfuração e das actividades nos poços deve ser o de evitar falhas que impliquem uma situação de ameaça à vida do pessoal envolvido ou provoquem danos de importância significativa a infra-estruturas, materiais e bens de terceiros e ao meio ambiente. Este objectivo aplica-se tanto aos erros operacionais e às falhas relacionadas com infra-estruturas e equipamentos usados directamente nas operações, como ao equipamento com funções auxiliares.

3. Durante as actividades de perfuração e as actividades nos poços, devem estar disponíveis, pelo menos, duas barreiras independentes e suficientemente testadas para prevenir um fluxo acidental do poço. Se uma barreira falhar, deve ser restabelecida antes de se retomarem as operações do poço. Na fase de projecto deve ser estabelecido um plano da barreira, para cada operação a ser realizada a partir de uma Instalação. Para cumprir o plano da barreira, devem ser definidos requisitos funcionais em relação à capacidade do equipamento de perfuração e controlo, à capacidade operacional e à capacidade de mobilização. Todos os sistemas e componentes devem cumprir estas exigências.

4. Durante a fase de projecto, fabricação, instalação e funcionamento dos sistemas de controlo, deve ser tomada em consideração a organização da infra-estrutura, a sua classificação como área de segurança e o plano principal de segurança. Os sistemas de controlo devem poder ser operados através de painéis independentes situados em locais convenientes. No desenho ou projecto do sistema de controlo deve ser considerada a possibilidade de redução das falhas e as suas consequências. Em caso de falha no sistema de controlo, os componentes com funções críticas devem poder manter-se em boas condições ou mover-se para posições seguras.

5. As áreas de trabalho onde se desenvolverem actividades de perfuração e actividades nos poços devem ser devidamente preparadas para garantir a segurança do pessoal e das operações. Deve ser dada atenção especial à arrumação, montagem, desmontagem e suspensão dos tubos de perfuração, dos tubos mestre e da tubagem de revestimento assim como ao transporte entre o local de armazenamento e a plataforma de perfuração.

6. O equipamento exposto a pressão deve ser concebido, fabricado, testado e mantido de acordo com os requisitos do presente regulamento e com os padrões técnicos internacionalmente aceites. Os dispositivos de segurança devem ser testados de acordo com os procedimentos estabelecidos. Quando os dispositivos de segurança forem activados para evitar excessos de pressão, deve ser montado um sistema de controlo de pressão para evitar ferimentos nos trabalhadores e danos ao ambiente, bens e interesses financeiros.

7. A infraestrutura deve estar equipada com um tanque com capacidade suficiente para suportar a quantidade de fluido de perfuração necessário para assegurar o controlo total do poço e conter, permanentemente, quantidades suficientes de fluido de Perfuração e de outros materiais. O sistema do fluido de Perfuração deve ter capacidade suficiente para suportar um rápido aumento de fluido de perfuração num sistema activo e para aumentar o peso do fluido de perfuração no caso de instabilidade no poço. Deve ser instalado um sistema de recondicionamento com o equipamento necessário para retirar o gás do fluido de Perfuração de forma a que este mantenha a qualidade requerida. A composição dos fluidos de perfuração e de acabamento devem ser ajustáveis, para que as propriedades necessárias do fluido sejam mantidas. Deve ser possível controlar continuamente os Fluidos que constituem a barreira ou que fazem parte do elemento da barreira.

8. O preventor de erupção (BOP), deve ser concebido e instalado de forma a manter a sua capacidade funcional como barreira e será instalado na fase inicial da operação. Entende-se por BOP, a válvula de fecho de emergência instalada na Boca do Poço durante o processo de Perfuração ou teste de Poços, que incorpora Sistemas hidráulicos capazes de fechar o espaço à volta do tubo de Perfuração contra pressões elevadas e prevenindo a saída de fluidos ou gases do poço.

9. As válvulas e impulsionadores do tipo "árvores de natal" e as válvulas de segurança devem ser instaladas em número suficiente e de forma a assegurar a sua função de barreira e devem ser testadas com base nos procedimentos estabelecidos e de acordo com um Programa de testes. Estes procedimentos devem ser aplicados aos testes de funcionalidade e relativos a fugas ou derrames.

10. As instalações de perfuração e os poços devem estar providos de equipamentos acessíveis que garantam o controlo do poço e permitam ao pessoal operar e fechar o poço durante as actividades de perfuração em caso de influxo não controlado para o poço. Em caso de falha do equipamento, as instalações móveis devem ser removidas para uma área segura quando o poço estiver numa situação de fluxo não controlado.

Artigo 74
(Infraestruturas no mar)

1. As infra-estruturas fixas ou flutuantes utilizadas no mar devem ser concebidas e equipadas de forma a terem estabilidade ou uma fundação que lhes permita operar com segurança e suportar as cargas previstas, de acordo com a legislação Moçambicana em vigor e com os padrões internacionais aceites.

2. O dispositivo de atracagem, o sistema de ancoragem e o de posicionamento dinâmico de navios ou Infra-estruturas flutuantes usados no mar devem ter dimensões e ser operados de acordo com a legislação Moçambicana em vigor, as Boas Práticas da Indústria de Petróleo e com os padrões marítimos internacionalmente aceites.

3. O Ministro que superintende a área dos petróleos pode, durante a fase de pesquisa e avaliação, fixar outras condições para a realização de operações petrolíferas em infra-estruturas flutuantes ou navios, independentemente de estarem registados em Moçambique ou num Estado estrangeiro.

4. O registo de infraestruturas flutuantes de produção, é feito nos termos da legislação moçambicana aplicável.

SECÇÃO II
Instalações de Processamento e Auxiliares

Artigo 75
(Requisitos para as Instalações de processamento e auxiliares)

1. Antes da escolha do tipo de projecto para as instalações de processamento e auxiliares deve ser estabelecido um plano global tendo em conta, designadamente:

a) Os aspectos relacionados com o ambiente;
b) A regularidade das operações;
c) O nível do pessoal;
d) A estratégia de manutenção;
e) As mudanças nas condições de operação;

f) As possíveis alterações nas condições de operação e as necessidades futuras.

2. As instalações de processamento e auxiliares devem ser projectadas e localizadas de forma a que o risco para o pessoal, o ambiente, os bens e os interesses financeiros não excedam o grau de risco estabelecido pelos objectivos de segurança.

3. Na selecção dos materiais para as instalações de processamento e auxiliares devem tomar-se em consideração os seguintes aspectos:

a) As cargas e as condições ambientais a que podem estar sujeitas durante a construção, a instalação, a manutenção e o funcionamento;
b) As potenciais mudanças nas condições operacionais;
c) Redução a escrito dos princípios que norteiam a escolha de materiais críticos;
d) Quando introduzidos novos materiais, estes devem ser sujeitos a análises, cálculos e testes, que possam comprovar a sua conformidade com os critérios de segurança estabelecidos.

4. Os níveis de fluxo ou débito e a capacidade das Instalações devem ser determinados tendo em conta tempos de reacção, capacidade e segurança dos sistemas de controlo, e os aspectos operacionais, tais como vibração, níveis de ruído, flutuações de pressão e efeito provocados pela água.

5. Na concepção das instalações de processamento e auxiliares, deve ser dada atenção ao nível do pessoal e à conveniência da operação ou da manutenção programada. Os instrumentos e o equipamento de controlo para as instalações de processamento e Auxiliares deve ter um elevado nível de segurança.

6. Quando as instalações de processamento e auxiliares estiverem implantadas em infraestruturas móveis, deve ser dada especial atenção às formas de movimentação da infraestrutura, tendo em vista garantir uma operação segura e eficiente nas condições determinadas.

7. Os reservatórios para a água de formação e de drenagem devem estar equipados com:

a) Uma instalação de drenagem fechada de água da formação;
b) Uma instalação de drenagem aberta para as áreas com risco de explosão;
c) Uma instalação de drenagem aberta para as áreas não perigosas.

8. As instalações eléctricas devem ter capacidade suficiente para fornecer, em simultâneo, energia a todos os consumidores da Instalação. O arranque dos principais consumidores de energia deve ser possível sem sobrecarregar a central eléctrica e criar o risco de interrupção do fornecimento, tomando-se em consideração a quantidade de consumidores simultâneos existentes.

Artigo 76
(Segurança para as instalações de processamento e auxiliares)

1. A organização das instalações de processamento e auxiliares e a classificação da área onde estão implantadas devem ser consideradas em conjunto. Toda a maquinaria e equipamento auxiliar deverá estar de acordo com a classificação da área em que o equipamento for instalado.

2. As câmaras de pressão com fundações, a maquinaria rotativa, os Sistemas de tubagem, incluindo suportes e dispositivos de penetração nas zonas que contenham petróleo, ou outros meios potencialmente perigosos, e em situações de acidentes, devem ser capazes de resistir ao fogo e às cargas explosivas.

3. As instalações de processamento e auxiliares devem ser equipadas com dispositivos de controlo da pressão, que ofereçam protecção contra pressões anormais. A drenagem deve ser concebida de modo a evitar saídas acidentais de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos.

4. A classificação de áreas e os resultados das análises de risco devem ser incluídos nas especificações dos sistemas de ventilação e estes devem assegurar que a concentração de fumo, partículas, vapor e gás sejam mantidas abaixo dos valores limite especificados. O sistema de ventilação deve ser projectado por forma a ter capacidade adequada para cumprir as funções de resfriamento e aquecimento de equipamento, bem como, garantir uma maior ventilação nos espaços onde há fontes de ignição e risco de entrada de gases.

5. Em caso de alteração das instalações de processamento e auxiliares, as análises de risco devem ser actualizadas, devendo ser tomadas as medidas necessárias para manter ou melhorar as condições originais de ventilação. As áreas com ventilação natural devem ter uma circulação de ar suficiente para assegurar que as concentrações de gases e os níveis de poluição sejam mantidos dentro dos limites especificados. Os espaços fechados ou parcialmente fechados com ventilação natural devem cumprir os padrões técnicos aceites, quanto ao tamanho das aberturas nas paredes, soalhos e tectos. Nas áreas sem ventilação natural suficiente deve ser assegurada ventilação mecânica projectando-se ventoinhas com motores e outros acessórios nas instalações de ventilação de modo a prevenir faíscas.

6. As caldeiras com uma unidade de aquecimento obedecem aos requisitos estabelecidos nos padrões técnicos aceites. A unidade de aquecimento para as caldeiras deve ser alimentada a ar de combustão, proveniente de áreas seguras. O gás de escape deve ser conduzido para uma área segura, devendo a sua tubagem ser projectada de maneira a que as faíscas da combustão não se tornem numa possível fonte de ignição. No caso de instalações no mar, o gás de escape deve ser conduzido para fora da instalação, por forma a não se tornar inconveniente para as pessoas ou causar situações perigosas para o tráfego de helicópteros ou de navios de abastecimento.

Artigo 77
(Projecção das instalações de processamento)

1. Nos locais com risco de formação de gelo ou de hidratos, as Instalações devem ser dotadas de dispositivos para injecção de glicol ou metanol, ou outras medidas similares. O risco de auto-ignição ou de pirólises deve ser avaliado na escolha dos materiais, dos procedimentos de inspecção e manutenção e os componentes devem estar equipados com isolamento térmico.

2. Os equipamentos de separação devem ter capacidade suficiente para separar os componentes do fluxo do poço. Na concepção destes equipamentos, é obrigatório prever os efeitos das mudanças dos fluxos do poço ao longo do tempo. Os equipamentos devem ser projectados de modo a que os que se localizarem a jusante não sejam afectados negativamente, devendo possuir meios para remoção das areias e para a drenagem. O equipamento deve ser capaz de separar hidrocarbonetos de água da formação e assegurar a sua pureza.

3. Os recipientes sob pressão e recipientes a pressão atmosférica normal devem, por regra:

a) Ser projectados e utilizados de acordo com as leis aplicáveis e padrões internacionalmente aceites;
b) Quando contiverem hidrocarbonetos, devem estar equipados com dois aparelhos separados para protecção contra alta pressão
c) Não afectar os dispositivos de protecção contra alta pressão em caso de deformação ou danificação do equipamento interno;
d) Ser equipados com válvulas de pressão e vácuo de capacidade adequada;
e) Ser colocado equipamento no interior de maneira a não causar dano ou a deformação dos mesmos;
f) Ser definidas as condições de controlo e manutenção durante o projecto e fabrico.

4. A tubagem deve estar de acordo com os requisitos exigidos por lei e pelos padrões internacionalmente aceites. Devem igualmente ser consideradas as cargas mencionadas nos padrões aceites e as cargas causadas em condições anormais, tais como o efeito da água.

5. Nas análises dos efeitos de cargas, devem:

a) Ser tomadas em consideração as cargas transferidas para os equipamentos associados;
b) Ser prestada atenção especial à tubagem das Instalações sujeitas a grandes movimentos e às deformações e aos movimentos da Instalação sob determinadas condições ambientais;
c) Serem definidas as condições de controlo e manutenção durante o projecto e fabrico.

6. As válvulas e os impulsionadores devem ser projectados e produzidos de maneira a resistirem às cargas a que podem estar sujeitos, de acordo com os requisitos da lei e padrões internacionalmente aceites. As válvulas e os impulsionadores que façam parte do sistema de fecho de emergência devem resistir a incêndio ou explosão a que possam estar sujeitos. As válvulas de grande importância em termos de segurança devem ser testadas de acordo com os procedimentos estabelecidos e o respectivo programa de testes, incluindo testes de função e de derrames e fugas.

Artigo 78
(Projecção das instalações auxiliares)

1. Os compressores rotativos devem ter o equipamento necessário para o controlo das oscilações e escape de pressão. Os compressores a pistão devem ter o equipamento necessário para controlo e redução da variação da pulsação da pressão. Os compressores com um sistema fechado de óleo devem ter um equipamento eficiente de desgaseificação, devendo estar protegidos contra as falhas do sistema de selagem de óleo até que este seja despressurizado.

2. Os separadores de líquidos devem:

a) Proteger as Instalações de compressão, devendo a drenagem de líquido realizar-se de forma prudente e segura;
b) Ser equipados com mecanismos de fecho das Instalações de compressão em caso de subida anormal do nível do fluído;
c) Em caso de descida anormal do nível de fluido, a válvula de descarga de drenagem fechar-se automaticamente;
d) Ser capazes de recolher para os compressores todas as gotas e líquidos libertados do fluxo de gás natural em quaisquer condições de funcionamento.

3. As Instalações com gazes e óleo combustível devem estar organizadas de forma a garantir maior regularidade operacional possível, fornecer combustível em quantidades suficientes, e estar de acordo com as especificações de pressão, temperatura e limites de poluição. A drenagem de fluídos dos separadores de fluídos deve realizar-se de maneira segura e correcta. Os separadores de líquido devem ser equipados de modo a que as instalações de gás combustível sejam fechadas no caso de um aumento excessivo do nível de fluido. No caso de uma diminuição excessiva do nível de fluido, a válvula de descarga de drenagem deve fechar-se automaticamente.

4. As instalações pneumáticas para fornecimento de ar aos instrumentos de trabalho devem ser projectadas de acordo com os padrões técnicos aceites para vasos, tubagem e compressores. Devem ser definidos os valores limite dos pontos de condensação, pureza, variações de pressão e temperatura do ar. As Instalações devem ter compressores com capacidade suficiente para assegurar condições estáveis de funcionamento. Devem igualmente estar equipadas de forma a cumprir os valores limite de ar definidos.

5. As instalações de gás inerte devem ser projectadas de acordo com os padrões técnicos aceites para vasos, tubagem e compressores, incluindo os padrões de transporte dos vasos contendo gás. Na escolha das instalações de gás inerte devem ser tomadas em consideração, particularmente, as consequências de possíveis fugas e os instrumentos para a sua detecção. Devem ser tomadas medidas especiais para a protecção de estruturas que possam resfriar por causa da fuga de gás inerte em estado líquido contido nos vasos. As mangueiras e ligações usadas para o gás inerte em estado líquido devem ser apropriadas para este objectivo, não devendo ser confundidas com as ligações de ar ou outro tipo de ligações.

6. As Instalações para o uso de químicos devem ter capacidade de receber, armazenar e distribuir químicos adequadamente. As Instalações para o uso de químicos devem, na medida do possível, ter uma arrumação fixa para os tanques de armazenagem e tubagem. A localização das Instalações deve ter em vista, entre outros factores, a segurança do pessoal das operações de transporte dos tanques ou vasos de fornecimento e o risco de incêndio e explosão. Quando a tubagem estiver ligada às Instalações contendo hidrocarbonetos ou sistemas sob altas pressões, devem, na medida do possível, ser colocadas válvulas de verificação próximas do ponto de injecção.

7. Na escolha de maquinaria rotativa deve tomar-se em consideração, entre outros factores, a segurança, a economia de energia, a facilidade de operação e manutenção, a experiência anterior, as novas tecnologias e estar de acordo com os padrões técnicos internacionalmente aceites.

SECÇÃO V
Sistemas nas Infra-estruturas

Artigo 79
(Sistemas de segurança)

1. As infra-estruturas devem ser equipadas com Sistemas de Segurança adequados, concebidos para evitar que eventuais defeitos ou falhas coloquem em perigo as pessoas, o ambiente, os bens e interesses financeiros.
2. O sistema de segurança deve incluir entre outros mecanismos:
   a) Um alarme de incêndio;
   b) Um alarme de incêndio e evacuação;
   c) Iluminação de emergência;
   d) Sistemas de fecho de emergência;
   e) Sistemas de segurança do funcionamento;
   f) Sistemas de controlo do funcionamento;
   g) Sistemas de escape de gás;
   h) Sistemas de energia de emergência;
   i) Extintores de incêndio.
3. Os sistemas devem estar sempre em funcionamento e sujeitos a manutenção regular para se poder verificar se mantêm a capacidade operacional própria, bem como, ser concebidos e protegidos de forma a conservarem a capacidade operacional em caso de acidente.
4. Os sistemas e os seus componentes devem resistir às cargas ambientais a que possam ser sujeitos.

Artigo 80
(Sistemas de detecção de incêndio e gás)

1. Nas áreas da Instalação onde se verifique a possibilidade de ocorrência acidental de incêndio ou descarga de gás, devem ser instalados Sistemas de detecção de incêndios ou de gases inflamáveis e tóxicos.
2. Os sistemas devem garantir a detecção rápida e segura e fazer accionar um alarme de incêndio e de descarga de gás, indicando o local do acidente, em caso de incêndio real ou potencial, bem como em caso de descarga acidental de gás. Com o accionamento do alarme, devem ser tomadas automaticamente medidas para prevenir ou limitar as consequências do fogo ou da descarga.
3. Os sistemas previstos no presente artigo devem:
   a) Ser independentes e não podem ser influenciados negativamente pela falha de outros Sistemas;
   b) Ter componentes capazes de resistir a determinadas cargas de modo a manter capacidade operacional durante um certo período de tempo;
   c) Ser concebidos de modo a permitir o controlo, a manutenção, os testes e as modificações.

Artigo 81
(Sistemas de fecho de emergência)

1. As instalações com equipamentos que contenham petróleos devem ter um sistema de fecho de emergência de alta segurança, que previna ou limite as consequências de fuga ou derrame e elimine potenciais fontes de ignição.
2. Na unidade de processamento devem ser instaladas válvulas de seccionamento ligadas ao sistema, para que o incêndio não exceda as capacidades de resistência dos elementos isolados.

3. Activado o sistema de fecho de emergência, este deve garantir a máxima segurança da instalação e do equipamento. o sistema de fecho de emergência manual deve estar localizado em lugares estratégicos, bem demarcados e protegidos contra accionamentos acidentais. O sistema deve poder ser accionado manualmente ou por outros meios.

4. Os componentes incorporados no sistema devem ser independentes ou complementares de outros sistemas. As válvulas de fecho de emergência podem ser usadas como válvulas de segurança do processo. O sistema de fecho de emergência não pode ser afectado pelas falhas de outros sistemas. As válvulas, quando instaladas, terão a função de válvulas de fecho de emergência sendo de destacar:

a) As válvulas na tubagem de produção e injecção ou designadas *Sub Surfice Safety Valve*;
b) As válvulas na ala de produção e injecção ou válvula da ala;
c) A válvula automática principal;
d) As válvulas na árvore de natal em conexão com a injecção de químicos ou levantamento de gás;
e) As válvulas do processo de isolamento em secções.

5. Os componentes incorporados no Sistema devem ser concebidos para as cargas a que ficarão sujeitos. Os sistemas devem poder ser testados sem interrupção das operações.

6. Todas as válvulas de fecho de emergência devem ser concebidas para o fácil acesso e equipadas com um indicador de posição. Devem ser transferidas automaticamente para o centro de controlo de todas as informações sobre a situação de acções executadas.

7. A montagem de novas válvulas de fecho de emergência deve ser feita de maneira segura e controlada.

Artigo 82
(Sistemas de segurança do processamento)

1. As infra-estruturas equipadas com unidades de processamento ou com ligação a estas Instalações devem ter um sistema de segurança do processamento. O sistema deve ser de alta segurança, capaz de detectar situações de funcionamento anormal que possam implicar perigo e poder prevenir situações anormais conducentes a situações perigosas.

2. O sistema deve ser concebido para operar de forma independente e com o mesmo nível de segurança dos outros sistemas. As válvulas de fecho de emergência podem ser usadas como válvulas do sistema de segurança do processamento.

3. Os componentes incorporados no sistema de segurança do processamento devem ser apropriados para as cargas a que estejam sujeitos.

4. Quando accionados, os sensores com funções de fecho devem dar um sinal de aviso.

5. Os testes dos sistemas de segurança do processamento podem ser executados sem interromper as operações.

6. As válvulas de bloqueio incorporadas no sistema devem ser fixadas na posição correcta.

Artigo 83
(Sistemas de controlo do processamento)

1. As instalações que tenham uma unidade de processamento devem ser equipadas com um sistema de controlo do processamento de alta segurança que permita um controlo seguro e regular das instalações de processamento e Auxiliares.

2. Os componentes e equipamentos incorporados no sistema devem ser apropriados para as cargas a que estejam sujeitos.

Artigo 84
(Sistemas de escape de gás)

1. Os sistemas de escape devem ser instalados para eliminar gases inflamáveis e tóxicos das instalações quando necessário.

Estes sistemas podem ser accionados manualmente a uma distância segura e que garanta a protecção do equipamento. Os sistemas de activação poderão ser accionados por outros sistemas.

2. O sistema de escape, quando accionado, deve garantir a descarga de gás para um local seguro e a despressurização rápida do equipamento.

3. O sistema deve ser concebido de tal modo que o escape de gás não cause ferimentos ao pessoal ou danos ao ambiente, aos bens e interesses financeiros.

4. O estado dos componentes do sistema de escape de gás deve ser controlado.

5. O sistema deve ser projectado de forma a que a manutenção e testes de funcionamento possam ser realizados expeditamente, sem interrupção das operações.

Artigo 85
(Alarme de Incêndio e evacuação)

1. As instalações de trabalho ou residência do pessoal devem ser equipadas com sistemas de alerta de alta segurança para os casos de ocorrência de incêndio ou necessidade de evacuação.

2. O alarme de incêndio deve ser susceptível de ser accionado manualmente a partir do centro de controlo e, se possível, de outras posições.

3. O alarme de evacuação deve ser accionado a partir da sala de rádio ou do centro de controlo.

4. A activação manual do sistema de combate a incêndios deve accionar o alarme de incêndio.

Artigo 86
(Sistema de energia de emergência)

1. As Infra-estruturas devem estar equipadas com um Sistema seguro de energia de emergência independente de outras fontes de fornecimento de energia, que em caso da falha do sistema principal de energia, possa fornecer energia suficiente ao sistema de segurança e a outros equipamentos importantes.

2. Durante a passagem do sistema principal de energia para o sistema de emergência deve ser garantido o fornecimento ininterrupto de energia nos circuitos a alimentar de emergência.

3. Os motores primários do Sistema devem ter um mínimo de possibilidades de interrupção, para garantia de um funcionamento contínuo.

4. O sistema deve ser organizado e protegido de modo a poder manter-se em operação em caso de acidente, bem como ser testado sem interrupção das operações.

Artigo 87
(Iluminação de emergência)

As instalações de trabalho ou de residência do pessoal devem ser dotadas de iluminação de emergência que garanta uma iluminação suficiente das instalações em situações de perigo ou acidente.

CAPÍTULO VI
Requisitos das Operações

SECÇÃO I
Segurança e Ambiente

Artigo 88
(Requisitos gerais de segurança)

1. A concessionária deve promover um elevado nível de segurança e estabelecer objectivos globais de segurança e higiene no trabalho para as fases específicas das operações petrolíferas.

2. A concessionária e o operador, e os seus contratados devem estabelecer requisitos de segurança e ambiente de trabalho para as operações petrolíferas.

3. A concessionária e o operador devem garantir a conformidade entre os requisitos específicos e dos requisitos específicos dos seus contratados.

4. A regulamentação da concessionária e do operador deve incluir a identificação dos requisitos de segurança e higiene no trabalho específicos para o desempenho das

operações petrolíferas que devem constituir a base para a tomada de decisão ou para a realização dos exames que divergem em relação aos procedimentos estabelecidos.

5. Os Estudos de Impacto Ambiental, incluindo as medidas de redução de impacto, devem ser realizados em todas áreas que podem ser afectadas por operações petrolíferas autorizadas ao abrigo do contrato de concessão.

6. Deve dar-se preferência ao uso de materiais químicos que sejam menos perigosos para saúde e de maior segurança de modo a minimizar o risco para o pessoal, para o ambiente e para as Infra-estruturas. A reciclagem de materiais e produtos químicos deve ser considerada.

7. A concessionária em todos os momentos durante as operações petrolíferas deve garantir que as medidas tomadas no interesse da segurança, saúde, bem-estar ou a protecção do ambiente estão em conformidade com a legislação aplicável e Boas Práticas da Indústria do Petróleo.

8. Para verificar as condições de segurança e de ambiente, devem ser realizadas avaliações sistemáticas e os resultados devem ser usados para reduzir riscos.

SECÇÃO II
Atmosfera

Artigo 89
(Protecção do ambiente)

1. Durante a condução das operações petrolíferas a concessionária ou o operador, no âmbito do presente regulamento, deve:

a) Observar a legislação aplicável à protecção ambiental;
b) De acordo com as Boas Práticas da Indústria de Petróleo, empregar técnicas, práticas e métodos de operação actualizados para a prevenção de danos ambientais, o controlo de resíduos e a prevenção de perdas ou danos aos recursos naturais;
c) Cumprir estritamente com as obrigações referentes à protecção do ambiente que tenha assumido nos termos do contrato de concessão e nos respectivos planos aprovados.

2. A concessionária ou o operador compromete-se, para efeitos deste regulamento, a tomar todas as medidas necessárias e adequadas, a:

a) Assegurar, indemnizações adequadas por danos a pessoas ou bens causados pelas operações petrolíferas;
b) Evitar danos ambientais irremediáveis à área do contrato de concessão, terras e áreas marítimas adjacentes ou vizinhas, causados pelas operações petrolíferas; e
c) Reabilitar, por sua conta, todas as áreas que sofram danos ambientais resultantes das operações petrolíferas.

3. A concessionária ou o operador, deve criar e manter registos de todos os impactos ambientais resultantes das operações petrolíferas.

4. A concessionária ou o operador deve tomar todas as providências de modo a evitar:

a) Acidentes e danos materiais resultantes de suas actividades e do funcionamento e operação das infra- -estruturas;
b) Poluição, danos ou risco ao pessoal e bens de terceiros;
c) Poluição ou danos a animais, vegetação, vida marinha e monumentos;
d) Poluição ou outros danos aos aquíferos, lagos, cursos de água, nascentes, solos e fontes de água descobertas no decurso das operações petrolíferas;
e) Poluição do ar;
f) Danos a depósitos de petróleo.

5. A concessionária deve assegurar a monitoria e implementação de medidas de redução dos efeitos de todas as descargas operacionais e acidentais, manusear de resíduos e emissões de poluentes para o ar, mar, aquíferos, lagos, cursos de água, poços de água, nascentes e solos. As descargas operacionais devem estar dentro dos limites definidos pela entidade com autoridade sobre questões ambientais.

6. A concessionária deve informar o Instituto Nacional de Petróleo sobre a quantidade de descargas operacionais, acidentais, vazamentos e desperdício.

7. A concessionária deve usar medidas correctivas e reparar danos ao meio ambiente resultante da condução das operações petrolíferas.

Artigo 90
(Incumprimento das normas ambientais)

1. Sempre que o Governo considerar que qualquer operação, infraestrutura ou actividade ao abrigo de um contrato de concessão coloca em perigo a vida das pessoas e animais ou a propriedade, notificará a concessionária das medidas correctivas a empreender nos termos da lei aplicável.

2. Sempre que a concessionária não cumprir com os termos estipulados no presente artigo ou infringir qualquer lei aplicável em matéria de prevenção da poluição ou danos ao meio ambiente e se essa falha ou contravenção resultar em qualquer tipo de poluição ou dano ambiental, o Governo tomará as medidas legalmente previstas.

3. Sem prejuízo do disposto no número anterior a concessionária deve imediatamente tomar todas as medidas necessárias para sanar essa falha ou contravenção e os seus efeitos.

Artigo 91
(Áreas protegidas)

1. A concessionária deve notificar o Instituto Nacional de Petróleo em relação a quaisquer objectos, áreas ou recursos protegidos ambientalmente, arqueologicamente, historicamente ou que de outra forma possam ser afectados pelas operações petrolíferas.

2. Nos casos em que as operações petrolíferas são conduzidas próximo de qualquer área protegida, a concessionária deve obter essas licenças adicionais ou aprovações do Governo, conforme exigido pela lei aplicável.

SECÇÃO III
Segurança e Ambiente de Trabalho

Artigo 92
(Condução das operações petrolíferas)

1. A concessionária deve ter uma organização, em Moçambique, capaz de forma independente administrar e conduzir as operações petrolíferas e que lhe permita, avaliar e garantir a segurança e eficácia das operações petrolíferas.

2. As operações nas infra-estruturas devem decorrer de forma segura e eficiente e de acordo com os regulamentos, contratos e autorizações, bem como com as Boas Práticas da Indústria de Petróleo.

3. Os manuais e procedimentos de funcionamento, manutenção e garantia de qualidade das infra-estruturas afectas às operações petrolíferas devem ser elaborados e colocados à disposição do Instituto Nacional de Petróleo antes do início das operações.

4. As operações não podem ser iniciadas antes de o pessoal envolvido estar informado sobre o conteúdo dos manuais de procedimentos e de ter recebido formação suficiente.

5. Antes do início de qualquer operação, deve elaborar um plano descritivo do modo de execução da operação, em que indique o equipamento que será usado e as medidas de segurança a implementar. Deve, também, ser elaborado e apresentado ao Instituto Nacional de Petróleo para inspecção um Relatório das Fiscalizações efectuadas antes do início das operações.

6. Deve ser elaborado um programa de manutenção sistemático das instalações e equipamentos, o qual, além de registar a ocorrência de avarias e as operações de reparação e substituição, deve também indicar o âmbito e frequência dos controlos de rotina.

7. Caso os dispositivos de segurança sejam desactivados durante a manutenção ou devido a situações anormais, essa desactivação deve ser claramente sinalizada através de avisos colocados em locais visíveis dando indicações claras dos aparelhos afectados pela avaria.

8. O operador deve inspeccionar regularmente as infra- -estruturas, os sistemas e as suas operações, verificar o seu estado técnico e repará-los ou modificá-los, quando e se necessário, para garantir os níveis de segurança planeados. Devem ser colocados à disposição do Instituto Nacional de Petróleo relatórios de todas as inspecções e reparações efectuadas.

Artigo 93
(Ambiente de trabalho)

1. Os objectivos específicos de ambiente de trabalho devem ser elaborados para as várias fases das operações petrolíferas e estes objectivos devem ser compatíveis com os da concessionária.
2. A definição dos requisitos específicos do ambiente de trabalho devem basear-se, nomeadamente, no disposto do presente regulamento.
3. O programa do ambiente de trabalho elaborado de acordo com as provisões deste regulamento deve delinear a implementação dos objectivos do ambiente de trabalho, devendo os delegados de segurança e a comissão do ambiente de trabalho participar activamente na preparação e implementação do programa.
4. A concessionária deve garantir que todo o pessoal envolvido nas operações petrolíferas seja sujeito a exames médicos em uma base regular, a fim de detectar possíveis efeitos a longo prazo decorrentes das condições de trabalho e implementar atenuantes, as medidas correctivas e compensatórias, conforme apropriado.
5. A concessionária deve assegurar que o operador preste atenção à saúde do pessoal, bem como aos requisitos e qualificações do pessoal médico.
6. Os aspectos de saúde devem incluir, entre outros:
   a) Serviços de saúde;
   b) Estado de preparação em relação a assistência médica e serviços de saúde;
   c) Transporte de pessoal doente e ferido;
   d) Aspectos higiénicos;
   e) Fornecimento de água potável, confecção e distribuição de alimentos.
7. Em cada Instalação deve existir um sistema de Agentes de Segurança e uma Comissão de Segurança no Trabalho, nos termos da legislação aplicável.

Artigo 94
(Protecção e Segurança)

1. Devem ser elaboradas e efectuadas análises de risco de segurança que deverão servir de base às medidas de prevenção de ferimentos e perda de vidas humanas resultantes de acidentes de trabalho ou de outro tipo de acidente. Os trabalhadores devem ser informados sobre as normas de segurança e de saúde no trabalho e das medidas necessárias para minimizar riscos.
2. De acordo com os padrões internacionalmente aceites, deve ser colocada sinalização de protecção e segurança à entrada dos compartimentos e áreas próximas do equipamento que possa causar ferimentos ou danos à saúde dos trabalhadores.
3. A concessionária deve assegurar que o equipamento e as Instalações colocadas à disposição dos trabalhadores são apropriadas para que o trabalho seja realizado de modo a garantir-lhes segurança e saúde no trabalho.

Artigo 95
(Normas Técnicas Aplicáveis)

1. Às operações petrolíferas são aplicáveis as normas técnicas nacionais e supletivamente as normas internacionalmente aceites na Indústria Petrolífera, tais como, *International Standard Organization, American Society of Mechanic Engineeries e American Petroleum Institute*.
2. As normas a serem aplicadas devem constar do plano de desenvolvimento respectivo.

CAPÍTULO VII
Operações de perfuração e outras actividades nos poços

Artigo 96
(Actividades de perfuração)

1. As actividades de perfuração e outras actividades nos poços devem a todo o momento ser realizadas de forma segura e eficiente, devendo:

a) Ser tomadas medidas para garantir a regularidade e prevenir a interrupção das operações;
b) Os procedimentos de operação e manutenção, ter em conta as especificações das infra-estruturas e dos equipamentos relevantes, nomeadamente quanto aos limites de operação e manutenção estabelecidos;
c) Ser tomadas medidas operacionais para prevenir incêndios, explosões, poluição ou quaisquer outros danos;
d) O revestimento do poço deve ser concebido e realizado de forma a estar sob controlo permanente;
e) O equipamento de segurança da perfuração ser instalado de acordo com as exigências das actividades a desenvolver e com o presente regulamento;
f) Ser inspeccionados o solo ou o leito do mar antes da perfuração ou antes da instalação das infraestruturas de perfuração, para garantir que o ambiente externo não causará dano às instalações existentes;
g) Antes de iniciar a perfuração e as actividades relacionadas com os poços, a concessionária deve elaborar e submeter ao Instituto Nacional de Petróleo para aprovação, um programa de poços incluindo um plano de contingência para uma resposta rápida e efectiva em caso de explosão, incêndio, descarga, resíduo ou fuga de petróleo ou danificação do reservatório.

2. A concessionária deve assegurar que o operador:

a) Defina planos e procedimentos para a perfuração e operações simultâneas nos poços;
b) Identifique, através de análises de risco, situações em que possa ocorrer perda de controlo do poço ou outras situações de perigo derivadas da realização de actividades simultâneas;
c) Defina os limites de operação aplicáveis às actividades de perfuração e actividades nos poços, realizadas numa mesma infraestrutura;
d) Feche, de acordo com os procedimentos estabelecidos, os poços situados em áreas em que possam cair objectos susceptíveis de os tornarem inoperacionais.

3. A localização do poço será determinada de acordo com os métodos de posicionamento reconhecidos.

4. Em caso de explosão, incêndio, fuga, desperdício ou fuga de petróleo ou danificação do reservatório, a concessionária deve notificar imediatamente o Instituto Nacional de Petróleo e a Inspecção Geral do Ministério que superintende a área dos petróleos implementar rapidamente o plano de contingência relevante após o que apresentará um relatório completo ao Ministério que superintende a área dos petróleos.

Artigo 97
(Documentação, relatórios e amostras relativas às actividades nos poços)

1. O Instituto Nacional de Petróleo pode exigir a elaboração de um plano de actividades de pesquisa relativo a cada poço, nos termos do artigo 39 antes do início das seguintes actividades:

a) Perfuração;
b) Testes de formação;
c) Completamento ou recompletamento;
d) Recondicionamento de poços;
e) Selagem.

2. A concessionária deve apresentar documentação que descreve os princípios e as técnicas organizacionais e administrativas em que se baseia a segurança das actividades a desenvolver.

3. No decurso das operações de perfuração, a concessionária deve entregar ao Instituto Nacional de Petróleo, cópias dos relatórios diários das operações.

4. Em caso de alterações importantes ao programa de actividades, interrupções de operações, incidentes e acidentes perigosos, o operador deve notificar imediatamente o Instituto Nacional de Petróleo.

5. As amostras de fragmentos resultantes da Perfuração devem ser colhidas e, se necessário, testemunhos das sondagens das formações geológicas. Além disso, devem ser feitas diagrafias dos furos e colhidas amostras de fluidos em conexão com o teste da formação. As amostras, diagrafias e cópias de quaisquer análises realizadas, incluindo as interpretações estratigráficas e litológicas, devem ser colocadas à disposição do Instituto Nacional de Petróleo quando solicitadas.

6. Até três meses após a conclusão do poço de pesquisa ou avaliação deve ser entregue ao Instituto Nacional de Petróleo o relatório final do poço, que inclui uma composição das diagrafias do poço e um sumário dos resultados das medições realizadas e a sua interpretação. Em caso de descoberta, o relatório deve conter também a avaliação feita pela concessionária de acordo com o disposto no artigo 33.

Artigo 98
(Requisitos gerais de operação)

1. A concessionária deve assegurar que o operador observe todas as medidas necessárias para garantir que as operações são realizadas com segurança caso exista a probabilidade de encontrar gás natural de superfície.

2. Durante as perfurações em secções do poço nas quais se verifique a existência de resistência da formação geológica, o operador deve fazer uma estimativa do local onde essa resistência for mais fraca. Os procedimentos de implementação das operações de perfuração e a avaliação da consistência da formação devem constar do programa de perfuração. Quando a consistência da formação geológica não for suficiente, a implementação do programa deve ser modificada, devendo ser definidos os procedimentos de correcção. O registo de dados relevantes para medir a pressão da formação deve ser iniciado suficientemente cedo no processo de perfuração.

3. Os fluidos de perfuração baseados em derivados de petróleo e os fabricados sinteticamente serão usados apenas quando necessário, segundo critérios de operacionalidade e segurança.

4. Os volumes do fluido devem ser verificados antes da introdução, durante e depois da retirada do equipamento do poço. Devem ser definidos procedimentos para retirar do poço o influxo não intencional de fluidos assim como para manter o controlo da pressão em caso de perda.

5. Os testes da formação geológica, incluindo perfuração, fracturação hidráulica, tratamento com ácidos ou outro tratamento físico ou químico dos Poços devem ser realizados de acordo com o presente regulamento e com as Boas Práticas da Indústria de Petróleo.

6. O equipamento de controlo do poço deve ser examinado e testado sob pressão, periodicamente, para verificar a sua aplicabilidade como barreira.

7. Antes da selagem temporária ou permanente, de um poço, devem ser localizadas as potenciais zonas de fluxos para prevenir a erupção de hidrocarbonetos e outros fluidos de formação.

Artigo 99
(Produção)

1. Salvo quando especialmente previsto no plano de desenvolvimento aprovado, a produção de petróleo em múltiplas zonas com reservatórios através de uma linha de produção, está sujeita a aprovação do Ministro que superintende a área dos petróleos.

2. Durante a produção, o operador deve fazer o acompanhamento regular do desempenho do reservatório com o fim de garantir uma recuperação equilibrada de petróleo. O operador deve medir ou determinar regularmente, em zonas distintas de cada Poço, incluindo os de injecção, entre outros indicadores, as condições de pressão e fluxo,

as quantidades produzidas ou injectadas, a composição do petróleo, do gás e água de formação, bem como a localização de zonas de contacto entre gás, petróleo e água.

3. O petróleo usado para queima, combustível ou outros fins no local de produção deve ser estritamente controlado e registado com o fim de manter um consumo eficiente e baixo.

4. A documentação sobre o reservatório e controlo da produção deve ser colocada à disposição do Instituto Nacional de Petróleo, quando solicitada.

Artigo 100
(Testes, inspecções e apresentação de relatórios)

1. Antes de utilizar as Instalações, a concessionária deve realizar testes, inspecções e controlos para certificar que foram observados os requisitos de segurança estabelecidos neste regulamento ou em outros regulamentos aplicáveis.

2. O relatório a ser colocado à disposição do Instituto Nacional de petróleo para efeitos de apreciação, deve documentar a conclusão dos trabalhos, os resultados dos testes, inspecções e controlos realizados, bem como a respectiva avaliação.

3. Durante o funcionamento das Instalações, a concessionária deve elaborar e implementar um programa regular de testes e inspecções com o objectivo de determinar se as infra-estruturas se encontram num estado tecnicamente aceitável, seguro e proceder a reparações ou modificações para garantir e manter os níveis de segurança planeados.

4. Os resultados de cada inspecção e reparação devem ser documentados e colocados à disposição do Instituto Nacional de Petróleo.

Artigo 101
(Registo, acompanhamento e relatórios de Incidentes e danos)

1. A concessionária deve assegurar que o operador estabeleça um sistema de registo, avaliação e acompanhamento de qualquer acidente, dano, ferimento, ou qualquer acontecimento relevante em termos de segurança.

2. Os ferimentos do pessoal, danos materiais significativos e incidentes perigosos devem ser comunicados imediatamente ao Instituto Nacional de Petróleo e à Inspecção-Geral do Ministério que superintende a área dos petróleos, devendo igualmente ser comunicados os resultados das investigações do incidente.

Artigo 102
(Alterações, modificações e reparação de danos)

As alterações e modificações das Instalações e equipamentos, bem como a reparação de danos, devem ser realizadas de acordo com procedimentos específicos adequados à manutenção dos níveis de segurança.

Artigo 103
(Materiais perigosos)

1. A aquisição, transporte, armazenamento e utilização de materiais perigosos devem ser efectuados de forma controlada, de acordo com a legislação nacional e as regras e princípios internacionalmente aceites, devendo, para este efeito, serem disponibilizadas normas e procedimentos escritos para o seu manuseamento.

2. O perigo de exposição química envolvendo risco para a saúde deve ser reduzido, designadamente, durante o armazenamento, uso, manuseamento e destruição de químicos, e nas tarefas ou processos que produzam substâncias químicas. Os químicos prejudiciais para a saúde devem ser classificados, rotulados e identificados de acordo com os padrões internacionais aceites.

3. Caso os químicos sejam transferidos para outros recipientes ou dispositivos, deve ser garantido que os conteúdos estarão indicados e claramente identificados de forma a permitir aos trabalhadores saber o que contêm, quais os perigos que lhe estão associados e quais as precauções de segurança que devem adoptar.

Devem estar disponíveis, no local de trabalho, para consulta, antes da utilização de químicos nocivos, tabelas de instruções com indicação das normas de segurança a seguir no manuseamento de cada substância.

4. O pessoal deve usar equipamento de protecção individual contra riscos que não possam ser de outra forma evitados ou reduzidos até um ponto aceitável.

5. O uso de substâncias radioactivas deve ser limitado ao estritamente necessário nos termos da legislação aplicável.

Artigo 104
(Medição de petróleo)

1. O Petróleo produzido e transportado deve ser medido de acordo com a lei aplicável.
2. A medição deve ser feita de acordo com os padrões internacionalmente aceites.
3. Os equipamentos devem ser calibrados por uma entidade certificada.
4. Os procedimentos de calibragem e medição devem ser auditados pelo Instituto Nacional de Petróleo.
5. O Instituto Nacional de Petróleo pode, a qualquer momento, inspeccionar ou auditar o equipamento ou os métodos de medição utilizados. Caso o equipamento ou os métodos de medição sejam considerados defeituosos ou ineficientes, a concessionária deve efectuar as necessárias correcções.
6. Se o Instituto Nacional de Petróleo concluir que o equipamento e método usados conduziram a um cálculo incorrecto dos Níveis de Produção, presumir-se-á que essa situação se verifica desde a última inspecção, salvo se existirem razões especiais para assumir que a situação é anterior ou o operador demonstrar que o defeito ou ineficiência se verificou por um período mais curto.

Artigo 105
(Informação sobre o petróleo produzido)

1. A concessionária deve fornecer, com a periodicidade estabelecida pelo Instituto Nacional de Petróleo, documentação sobre a quantidade, composição, peso específico e outras características do petróleo produzido em cada depósito de petróleo.
2. Deve igualmente ser fornecida a documentação sobre as quantidades de petróleo vendidas, usadas como combustível no local de Produção, queimadas, injectadas ou que tenham sido desperdiçadas, podendo ainda o Instituto Nacional de Petróleo exigir documentação adicional.

Artigo 106
(Queima de petróleo)

1. A queima do petróleo no local da produção deve ser estritamente controlada e registada com o objectivo de manter um consumo eficiente e baixo.
2. A autorização para a queima de petróleo deve estabelecer a duração, volumes e quantidades de petróleo.
3. A Queima de petróleo por curtos períodos de tempo e destinada à realização de testes de poços, verificação de funcionamento das infra-estruturas, por razões de segurança ou emergência, deve ser notificada ao Instituto Nacional de Petróleo num prazo máximo de 24 horas, seguido de um relatório detalhado num prazo máximo de 7 dias.

CAPÍTULO VIII
Requisitos de emergência e contingência

Artigo 107
(Emergência e acidentes)

1. O operador deve estar preparado para eventuais casos de emergência e acidentes que possam causar perda de vidas, lesões, poluição ou danos à propriedade.
2. O operador em representação da concessionária deve tomar as medidas necessárias para evitar ou minimizar os efeitos dos acidentes e para restaurar o ambiente nos termos de um plano de contingência que defina potenciais casos de acidentes e suas consequências.
3. O operador deve cooperar com a concessionária e outros operadores na concepção dos planos de contingência.

4. Em determinadas circunstâncias, o Instituto Nacional de Petróleo pode emitir ordens e definir condições de cooperação, incluindo a participação dos operadores no financiamento dos planos de contingência.

5. O Ministro que superintende a área dos petróleos pode propor ao Governo, em caso de emergência, a coordenação de medidas de contingência intergovernamentais, ao nível da Comunidade para o Desenvolvimento da África Austral.

6. Em caso de acidente ou emergência, as medidas propostas nos planos de contingência serão coordenadas pelo Ministro que superintende a área dos petróleos, sem prejuízo da s competências atribuídas a outras entidades, o qual pode:

a) Ordenar que outras partes facultem recursos de emergência e equipamento necessários; e
b) Tomar medidas para obter os recursos adicionais necessários por outras vias.

Artigo 108
(Planos de contingência)

1. O operador em representação da concessionária deve entregar ao Instituto Nacional de Petróleo um plano de contingência, para fazer face a acidentes e situações de perigo que possam ocorrer durante as operações petrolíferas, o qual deve conter, designadamente, as seguintes informações:

a) Um organigrama com descrição das responsabilidades e canais de prestação de informação e as competências de cada um em caso de acidentes e situações de perigo;
b) Uma lista do equipamento destinado a fazer face a cada acidente ou a cada situação de perigo com a descrição precisa da natureza e tipo de equipamento, sua capacidade, localização, método de transporte, forma de uso e área de utilização;
c) Um programa de acção que descreva os sistemas de alarme e de comunicação, incluindo as modalidades de comunicação com as autoridades, as obrigações dos particulares, o momento e modo de utilização do equipamento de emergência, a forma de execução das operações, as medidas para limitar a extensão do dano resultante do acidente ou do perigo e os procedimentos para concluir as operações.

2. O plano deve ser actualizado, compatível com os Sistemas de Contingência Nacional e submetido ao Instituto Nacional de Petróleo e aos interessados.

3. O Instituto Nacional de Petróleo deve ser informado com antecedência sobre os exercícios de emergência a realizar e deve ser-lhe apresentado o respectivo Relatório.

Artigo 109
(Equipamento de emergência)

O Instituto Nacional de Petróleo em coordenação com a Inspecção Geral do Ministério que superintende a área dos petróleos pode exigir a colocação de equipamento de emergência, nomeadamente equipamento de combate a incêndios, barreiras de óleo, viaturas, navios ou aeronaves em estado de alerta, dentro ou junto das infra-estruturas ou mesmo de equipamento principal afecto às operações petrolíferas e definir os requisitos funcionais de cada equipamento nestas circunstâncias.

CAPÍTULO IX
Desenvolvimento e Produção de Petróleo

Artigo 110
(Petróleo para o consumo nacional)

1. Os objectivos de fornecimento ao mercado doméstico serão considerados em função da produção total de petróleo de todos os depósitos de petróleo na jurisdição moçambicana, a ser entregue nos pontos de entrega aplicáveis, indicados nos planos de desenvolvimento aprovados, em conformidade com o direito do Estado de usar o petróleo.

2. Como parte da aprovação do plano de desenvolvimento e, para cumprir os objectivos de fornecimento ao mercado doméstico, a concessionária deve disponibilizar um

determinado volume e qualidade de petróleo num ponto especificado para entrega ao mercado nacional.

3. O Governo através da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P promove e facilita a compra por tomadores domésticos, distribuição e consumo interno e uso de gás natural para fins industriais ou outros em conformidade com os princípios de gestão eficiente de recursos, preço do mercado aberto estabelecidos no plano director do gás e outros documentos subsequentes.

4. Os termos e condições de venda de gás natural no mercado interno, incluindo os volumes e preços indicativos, serão estabelecidos pelo Ministério que superintende a área dos petróleos, em contratos celebrados entre a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P e as concessionárias tendo em consideração as condições comerciais do mercado.

Artigo 111
(Titularidade)

1. O Estado e a concessionária assumem individualmente a titularidade e a entrega da sua quota-parte do petróleo no ponto de entrega.

2. O Governo exercerá o seu direito de adquirir petróleo pertencente à concessionária, de acordo com os seguintes termos:

a) Em relação a qualquer mês a menos que durante esse mês, o Governo esteja a receber o Imposto sobre a Produção do Petróleo integralmente em espécie nos termos da lei aplicável e do contrato de concessão; e
b) Desde que esteja também a exercer o mesmo direito rateadamente entre todos os produtores de petróleo na República de Moçambique na medida do possível tendo em consideração a localização geográfica da produção em relação à localização geográfica das necessidades.

Artigo 112
(Produção e uso do gás natural)

1. A concessionária terá o direito de utilizar parte do gás natural nas operações petrolíferas, incluindo, mas não limitado a, manutenção de pressão e operações de reciclagem ou liquefacção na condução das operações petrolíferas.

2. Os termos e condições relativos à utilização e produção de gás natural associado serão os seguintes:

a) Caso a concessionária opte por processar e vender o gás natural associado, a concessionária notificará o Ministro que superintende a área dos petróleos desse facto e, para efeitos de recuperação de custos e direito à produção, esse gás natural será tratado pelas Partes da mesma forma como outro Gás Natural;
b) Caso a concessionária opte por não processar e vender o gás natural associado não utilizado para os fins estipulados na alínea seguinte, o Governo poderá, sem qualquer pagamento à concessionária mas por sua exclusiva conta e risco, recolher esse gás natural no separador de petróleo, desde que essa recolha não perturbe ou atrase a condução das operações petrolíferas.

3. As concessionárias deverão investigar as oportunidades de mercado e procurar desenvolver um mercado gás natural não associado produzido a partir de qualquer área de desenvolvimento e produção e vender esse gás natural não associado numa base conjunta em condições comuns para todas as concessionárias do contrato de concessão de pesquisa e produção em questão.

4. Qualquer contrato para a venda de tal gás natural associado feito pelas concessionárias de acordo com este artigo, está sujeito à aprovação do Ministro que superintende a área dos petróleos, excepto quando essas vendas não forem a uma empresa afiliada.

5. Na submissão do pedido de aprovação, as concessionárias devem demonstrar ao Ministro que superintende a área dos petróleos que os preços e outras condições de venda desse gás natural representa o valor de mercado obtido para esse gás natural, tendo em consideração o custo justo de mercado para transporte a partir do ponto de entrega para o comprador.

CAPÍTULO X
Inspecção e sanções

Artigo 113
(Inspecções e auditorias)

1. A Inspecção-Geral do Ministério que superintende a área dos petróleos pode inspeccionar os locais, edifícios e infra- -estruturas onde se realizem operações petrolíferas para garantir o uso e aproveitamento racional e sustentável do petróleo.
2. A Inspecção-Geral do Ministério que superintende a área dos petróleos, mediante prévia notificação ao operador, tem o direito de observar a execução das operações petrolíferas e de inspeccionar todos os bens, registos e documentação na posse doo operador e da concessionária.
3. O Instituto Nacional de Petróleo pode nomear representantes para assegurar a calibragem dos sistemas de medição, outras rotinas de manutenção e auditorias, por forma a manter a fiabilidade do sistema e conformar, depois de devidamente nomeados representantes no local numa base temporária para acompanha nas estações de medição, desde que o número de tais representantes sejam tantos quanto pode ser decidido pelo Ministro que superintende a área dos petróleos.
4. O operador quando necessário deve facultar as autoridades com competência inspectiva toda a assistência e meios necessários, para a realização da sua actividade de inspecção.
5. O operador deve facultar as autoridades com competência inspectiva os relatórios de inspecções, acidentes, descargas e derrames.
6. Os representantes das autoridades com competência inspectiva devem cumprir com todos os procedimentos aplicáveis em matéria de saúde e segurança estabelecidos pelo operador.
7. O Ministro que superintende a área dos petróleos pode determinar que os custos directamente relacionados com as auditorias e inspecções das operações petrolíferas sejam suportadas pelo operador, nos termos do respectivo contrato de concessão.

Artigo 114
(Multas)

1. O incumprimento da legislação petrolífera e dos termos do contrato de concessão está sujeito à aplicação de pena de multa, no valor mínimo de 5.000.000,00MT e máximo de 50.000.000,00MT.
2. O incumprimento de ordens e instruções administrativas específicas fica sujeita à aplicação de pena de multa, por cada dia de incumprimento, no valor mínimo de 500.000,00MT e máximo de 5.000.000,00MT.
3. A graduação das penas de multa referidas no número anterior será feita de acordo com a gravidade da infracção, dimensão e as consequências, dentro dos padrões internacionalmente aceites na indústria petrolífera.
4. As multas referidas neste artigo são aplicadas pela Inspeção- -Geral do Ministério que superintende a área dos petróleos e cobradas na Recebedoria de Fazenda da respectiva área fiscal, no mês seguinte ao da sua cobrança, devendo ser consignados da seguinte forma:
   a) 40% para o Estado;
   b) 60% para o Instituto Nacional de Petróleo.

Artigo 115
(Investigação de acidentes)

1. Sem prejuízo das disposições legais aplicáveis, nos casos de acidentes graves o Ministro que superintende a área dos petróleos pode nomear uma comissão para proceder à sua investigação.
2. No caso de um incidente grave que cause ou possa causar um acidente, compete à Inspecção Geral do Ministério que superintende a área dos petróleos e ao Instituto Nacional de Petróleo:

a) Fazer o acompanhamento das acções levadas a cabo pelo operador com vista a normalização da situação;
b) Visitar o local do acidente logo que a situação seja considerada controlada;
c) Efectuar uma investigação independente;
d) Prestar assistência às outras entidades que estejam a investigar o mesmo caso.

CAPÍTULO XI
Disposições Finais

Artigo 116
(Prevenção de corrupção)

1. A concessionária deve cooperar com o Governo na prevenção de corrupção.
2. A concessionária e o Governo devem empreender acções disciplinares imediatas e medidas legais para interromper, investigar e processar em conformidade com a lei Moçambicana e outra legislação aplicável, qualquer pessoa suspeita de corrupção ou uso indevido de recursos relacionados com operações petrolíferas.

Artigo 117
(Zona de segurança)

1. A zona de protecção e segurança poderá estender-se até 500 metros de cada lado, dos limites onde estejam implantados infra- -estruturas petrolíferas.
2. Em áreas além do território terrestre e águas interiores da República de Moçambique, não pode ser criada uma zona de protecção e segurança para qualquer oleoduto ou gasoduto a não ser que sejam considerados como parte de uma infraestrutura.
3. Sem prejuízo da legislação aplicável, o acesso a áreas circundantes às infra-estruturas e a zona de protecção e de segurança, por parte de terceiros, carece de consentimento prévio do concessionário operador ou titular da infraestrutura e aprovação do Instituto Nacional de Petróleo.

Artigo 118
(Normas, Instruções e orientações administrativas)

1. Compete ao Ministro que superintende a área dos petróleos aprovar normas ou medidas administrativas necessárias para a condução das operações petrolíferas.
2. Compete ao Instituto Nacional de Petróleo, emitir notificações contendo ordens e instruções, sobre o desenvolvimento das operações petrolíferas.
3. Como medida estrita de segurança, e com o fim de concluir uma actividade excepcionalmente perigosa, as autoridades podem exigir a suspensão de certas actividades referenciadas.
4. As ordens, bem como as instruções administrativas específicas, devem ter em consideração as possíveis consequências comerciais.
5. O operador deve dar a conhecer as ordens emitidas pelo Instituto Nacional de Petróleo, ao seu pessoal e ao do empreiteiro.

Anexo A

a) **Área de Descoberta** – parte da área do contrato de concessão ao abrigo de um contrato de pesquisa e produção dentro de cujos limites está contida a totalidade ou parte da estrutura geológica delineada com base em dados sísmicos, geofísicos e de sondagens, onde se localiza uma descoberta.
b) **Bloco** – parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas dos seus vértices, onde são conduzidas actividades de exploração ou produção de petróleo.
c) **BOE** – significa o equivalente a 159 (cento e cinquenta e nove) litros de petróleo brut, em condições atmosféricas normais e 15 (quinze) Graus Celcius, ou o equivalente de barris de petróleo bruto à base de um barril de petróleo bruto para cada seis mil (6,000) pés cúbicos padrão de gás natural.

d) **Cabeça do Poço** – significa o acessório na parte superior da caixa de superfície do poço ligado à flange de entrada da primeira válvula depois do colector.

e) **Concessionária** – qualquer pessoa que detenha o direito de realizar operações petrolíferas ao abrigo de um contrato de concessão ou qualquer outro instrumento jurídico através do qual o Governo tenha concedido um direito para realizar operações petrolíferas.

f) **Declaração de Comercialidade** – relatório notificando ao Governo onde se conclui, com base na avaliação de todos os dados, efectuada pela concessionária, que um depósito de petróleo é, ou não, comercialmente viável.

g) **Documentação** – informações, dados, análises, interpretação e resultados relativos às Operações Petrolíferas, em suporte de papel ou em formato electrónico.

h) **Empresa Afiliada** – (*Affiliated Company*) significa, relativamente a qualquer pessoa que constitui a concessionária, toda a empresa-mãe que, directa ou indirectamente, controle essa pessoa, ou qualquer empresa que seja directamente controlada por essa pessoa, ou qualquer empresa que, directa ou indirectamente, seja controlada por essa empresa-mãe. Para efeitos da definição anterior considera-se que: a) uma empresa é directamente controlada por outra empresa ou empresas quando estas detenham acções ou outras participações no capital social daquela que representem, no seu conjunto, mais de 50% (cinquenta por cento) dos direitos de voto nas assembleias gerais; e b) uma determinada empresa é indirectamente controlada por uma empresa ou empresas ("empresa ou empresas mãe") quando seja possível identificar uma séries de empresas, partindo da empresa ou empresas mãe e terminando com essa empresa determinada, relacionadas de tal forma que cada uma das empresas da série, a excepção da empresa ou empresas-mãe, é directamente controlada por uma ou mais das empresas que a precedem na série.

i) **Fundo de Desmobilização** – fundo criado para cobrir os custos associados com a preparação e implementação das operações desmobilização. j) Gás Natural Associado – gás natural que existe em uma solução como petróleo bruto ou encontrado na parte superior do depósito de petróleo, mas que durante separação e a produção, se torna gasoso nas condições atmosféricas normais.

k) **Petróleo-Lucro** – a parcela de petróleo disponível, que exceda o petróleo de custo, que é atribuída às Concessionárias e ao Governo nos termos dos Contratos de Concessão de Pesquisa e Produção.

l) **Operador** – o titular do exercício de operações petrolíferas ou empresa que realiza operações petrolíferas em nome da concessionária, e que é responsável solidariamente com a concessionária pelo cumprimento do disposto na legislação aplicável.

m) **Período de Avaliação Comercial** – aplica-se a uma área de descoberta e significa o período iniciado no momento em que o relatório de avaliação referente ao programa de avaliação relativo à descoberta de gás natural excluindo o gás natural associado tenha sido apresentado pela concessionária.

n) **Período de Pesquisa** – significa qualquer período de pesquisa relevante previsto no contrato de concessão.

o) **Petróleo de Custo** – parcela de petróleo produzido à disposição da concessionária para recuperação dos custos e despesas incorridos com a realização das operações petrolíferas, conforme estabelecido no contrato de concessão.

p) **Petróleo Disponível** – balanço do petróleo produzido após dedução do petróleo alocado para satisfazer a obrigação de pagamento do Imposto sobre a Produção de Petróleo;

q) **Petróleo Produzido** – significa o petróleo que é extraído de um depósito de petróleo, inicialmente separado e processado em petróleo bruto, condensado ou gás natural e entregue no ponto de entrega em adequado estado para subsequente transporte a granel ou através de oleoduto ou gasoduto. A mesma definição será aplicável a "petróleo bruto produzido", "condensado produzido" e "gás natural produzido", consoante o caso.

r) **Poço** – significa um poço no subsolo ou no fundo do mar por perfuração como parte das operações petrolíferas, executado com o objetivo de penetrar reservatórios de petróleo, excepto perfuração realizada para fins de calibração geocientífica.

s) **Poço de Avaliação** – um poço perfurado no decurso da realização de um programa de Avaliação.

t) **Ponto de Entrega** – significa, no caso do gás natural, a flange de entrada do gasoduto de transporte e, no caso do petróleo bruto, a flange de entrada do navio-tanque de levantamento ou, em ambos os casos, um qualquer outro local que venha a ser acordado pelo MIREME.

u) **Programa de Avaliação** – um programa, na sequência de uma descoberta de petróleo na área de contrato de concessão, que visa delinear o depósito de petróleo a que essa descoberta se refere em termos de medida da espessura e extensão lateral, e para estimar a quantidade existente de petróleo recuperável. Esse programa pode incluir um levantamento sísmico ou avaliação de poços perfurados para uma profundidade suficiente para penetrar o depósito do petróleo sendo avaliado ou ambos.

v) **Sistema de Gestão** – organização, procedimentos, processos e recursos que são necessários para assegurar o cumprimento de disposições legais, conforme previsto na legislação aplicável.

w) **Substâncias Inflamáveis**:

I. Substâncias que no estado líquido ou semi-sólido têm um ponto de inflamação não superior a +55ºC e, independentemente do ponto de inflamação, o combustível e o óleo (líquidos inflamáveis);

II. Gás que após ter sido inflamado é queimado no ar (gás inflamável);

ANEXO B
Taxas

Designação do procedimento	**Valor da taxa**
Apresentação do requerimento para atribuição do direito de exercício de Operações Petrolíferas	2.000.000,00 MT
Apreciação do pedido para renovação do Contrato de Concessão	500.000,00 MT
Apreciação do pedido de prorrogação do Período de Pesquisa do Contrato de Concessão	125.000,00 MT
Apreciação do Plano de Desenvolvimento	1.000.000,00 MT
Revisão do Plano de Desenvolvimento	125.000,00 MT
Autorização para a entrada em funcionamento de Infra-estruturas	500.000,00 MT
Aprovação do Plano de Desmobilização	500.000,00 MT

10. DECRETO Nº 32/2015 DE 31 DE DEZEMBRO, REGULAMENTO DO REGIME JURÍDICO ESPECÍFICO DE TRIBUTAÇÃO E BENEFÍCIOS FISCAIS DAS OPERAÇÕES PETROLÍFERAS

Decreto nº 32/2015, de 31 de Dezembro

Havendo necessidade de Regulamentar a Lei n.º 27/2014, de 23 de Setembro, no uso das competências atribuídas pelo artigo 44 da mesma lei, o Conselho de Ministros decreta:

Artigo 1

É aprovado o Regulamento do Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais das Operações Petrolíferas, anexo ao presente Decreto e dele fazendo parte integrante.

Artigo 2

Compete ao Ministro que superintende a área de Finanças aprovar por Diploma Ministerial os procedimentos, modelos e impressos que se mostrem necessários ao cumprimento das obrigações decorrentes do presente Decreto.

Artigo 3

É revogado o Decreto n.º 4/2008, de 9 de Abril, e toda a legislação que contrarie o presente Decreto.

Artigo 4

O presente Decreto entra em vigor na data da sua publicação.

Aprovado pelo Conselho de Ministros, aos 20 de Outubro de 2015.

Publique-se.
O PRIMEIRO-MINISTRO
CARLOS AGOSTINHO DO ROSÁRIO

REGULAMENTO DO REGIME ESPECÍFICO DE TRIBUTAÇÃO E DE BENEFÍCIOS FISCAIS DAS OPERAÇÕES PETROLÍFERAS

CAPÍTULO I
DISPOSIÇÕES GERAIS

Artigo 1
(Objecto)

O presente Regulamento estabelece os procedimentos para a aplicação do regime específico de tributação e de benefícios fiscais das operações petrolíferas, aprovado pela Lei n.º 27/2014, de 23 de Setembro.

Artigo 2
(âmbito de aplicação)

O presente Regulamento aplica-se às pessoas colectivas constituídas e registadas em território moçambicano, bem como às pessoas singulares, nacionais ou estrangeiras, que realizem operações petrolíferas, ao abrigo de um contrato de concessão.

Artigo 3
(Definições)

Os termos usados no presente Regulamento, têm o significado que lhes é atribuído pelo Glossário, constante do Anexo à Lei n.º 27/2014, de 23 de Setembro.

CAPÍTULO II
TRIBUTAÇÃO ESPECÍFICA DAS OPERAÇÕES PETROLÍFERAS

Secção I
Imposto sobre a Produção de Petróleo - IPP

Artigo 4
(Facto gerador)

A obrigação tributária do IPP considera-se constituída no momento em que o petróleo produzido entra na estacão de medição definida no contrato de concessão, devendo esta sempre situar-se a jusante da estação de processamento para o caso de Gás Natural, petróleo ou Condensado, ou da planta de liquefacção para o caso de Gás Natural Liquefeito.

Artigo 5
(Base tributável)

1. A base tributável do IPP é o valor do petróleo produzido, incluindo as quantidades de petróleo eventualmente perdidas em resultado de deficiência de operação petrolífera ou negligência.
2. As quantidades de petróleo eventualmente perdidas em resultado de deficiência de operação petrolífera ou negligência são apuradas através do mecanismo de *netback* a partir do ponto de entrega até à cabeça do furo.
3. Para efeitos do número anterior, o mecanismo de *netback*, é o procedimento de apuramento das quantidades do petróleo perdidas, dadas pela diferença entre as quantidades de petróleo registadas no ponto de entrega e as apuradas na cabeça do furo.
4. Para efeitos do disposto no n.º *1, os d*etentores de direitos petrolíferos devem submeter mensalmente, à administração tributária, a informação contida no n.º 4 do artigo 9, sobre a produção e vendas de petróleo, até ao dia 10 do mês seguinte ao da produção.
5. Nos casos em que as concessionárias não tenham realizado nenhuma produção e nem venda, devem, não obstante, submeter à administração tributária a informação a que se refere o n.º 3 do presente artigo, nela reflectindo tal facto.

Artigo 6
(Determinação do valor do petróleo produzido)

1. O valor do petróleo produzido determina-se tomando como base os preços médios ponderados a que tenha sido vendido ou alienado por qualquer forma, pelo produtor e suas contratadas no mês a que corresponde o imposto a liquidar, de acordo com o artigo 9 da Lei n.º 27/2014, de 23 de Setembro.
2. O valor de venda de petróleo bruto realizada pelo contribuinte, é determinado tomando como base o preço FOB ou segundo condições equivalentes, no ponto de entrega.
3. O valor do petróleo bruto declarado na exportação reporta-se a cada contrato de venda e, no caso de vendas a sociedades participadas, determina-se por acordo entre os Ministérios que superintendem as áreas de Petróleos e das Finanças, conjuntamente, e a concessionária.
4. O valor calculado para o gás natural produzido a partir dos jazigos da área do contrato, no caso de vendas a sociedades participadas, reporta-se a cada contrato de venda, e determina-se por acordo entre os Ministérios que superintendem as áreas de Petróleos e das Finanças, conjuntamente, e a concessionária.
5. A valoração das quantidades referidas nos n.ºs 1 e 2 do artigo 5, do presente Regulamento é efectuada de acordo com o n.º 1 do presente artigo.

Artigo 7
(Taxa)

1. As taxas do IPP previstas na Lei nº 27/2014, de 23 de Setembro, são as seguintes:

a) 10% para o petróleo bruto e condensado;
b) 6% para o gás natural e GNL.

2. As taxas previstas no número anterior são reduzidas em 50% quando a produção se destina para o desenvolvimento da indústria local.

Artigo 8
(Desenvolvimento da Indústria local)

1. A redução da taxa do IPP prevista no n.º 2 do artigo 7 do presente Regulamento, só é aplicável quando a venda se destina à Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH, E.P.), entidade designada para gerir a quota de petróleo e gás destinados ao desenvolvimento do mercado nacional e à industrialização do país.

2. A redução da taxa do IPP referida no número anterior, deve repercutir-se integralmente no preço de venda da concessionária à ENH, E.P, por um lado, e no preço de venda desta, à indústria local, por outro.

Artigo 9
(Liquidação)

1. A liquidação do IPP é efectuada pelo sujeito passivo, até ao dia 10 do mês seguinte ao da produção, com base na declaração em modelo oficial, respectivo.

2. No caso do sujeito passivo não efectuar a liquidação no prazo legalmente estabelecido, a mesma é efectuada pela administração tributária com base nos elementos de que ela disponha, sem prejuízo da aplicação das sanções previstas na Lei.

3. O IPP resulta da aplicação da taxa prevista no artigo 7 ao valor do petróleo produzido, determinado nos termos do artigo 4.

4. A declaração de modelo oficial a que se refere o n.º 1 deve conter, entre outros, os seguintes elementos:

a) A quantidade de petróleo produzido durante o mês;
b) A quantidade de petróleo vendido durante o mês;
c) A quantidade de petróleo armazenado no início e no final de cada mês;
d) A quantidade de petróleo inevitavelmente perdido
e) A quantidade de petróleo que se tenha queimado, escapado, rejeitado ou usado em operações de recuperação de petróleo, mediante autorização do Ministro que superintende a área de Petróleos;
f) A quantidade de petróleo sobre o qual deve ser entregue ou efectuado o pagamento do imposto;
g) O montante do imposto a ser entregue ou a ser pago nesse mês;
h) Quaisquer outras informações que a administração tributária repute relevantes para a liquidação do imposto.

Artigo 10
(Liquidação adicional)

1. A administração tributária deve proceder à liquidação adicional quando depois de liquidado o imposto, se verifique ser de exigir imposto superior ao liquidado, em virtude de correcções efectuadas.

2. Procede-se, ainda, à liquidação adicional, sendo caso disso, em consequência de:

a) Erros de facto ou de direito ou omissões verificadas em qualquer liquidação que haja resultado prejuízo para o Estado;
b) Exame à contabilidade do sujeito passivo;
c) Auditorias de qualquer natureza.

3. O montante do imposto liquidado pelo sujeito passivo pode ser corrigido, se for caso disso, dentro do prazo de 30 dias contados a partir da liquidação do imposto, cobrando ou anulando-se, então, as diferenças apuradas.

Artigo 11
(Pagamento)

1. O pagamento do imposto é efectuado pelo sujeito passivo, por meio de guia, nas Direcções de Áreas Fiscais ou qualquer outra entidade autorizada, nos termos da lei.
2. A guia de pagamento referida no número anterior deve ser apresentada em simultâneo com a declaração de modelo oficial a que se refere o n.º 1 do artigo 9 do presente Regulamento, até ao dia 20 do mês seguinte ao da produção.
3. Quando se efectue a liquidação adicional, o competente pagamento adicional deve ocorrer no prazo de 30 dias a seguir ao reconhecimento administrativo ou judicial de tal direito.
4. No caso de liquidação e pagamento do imposto relativo ao petróleo que beneficie da redução da taxa, nos termos do n.º 2 do artigo 7, do presente Regulamento pode proceder-se à compensação ou restituição do valor pago, na parte relativa à quantidade destinada à indústria local, a título do respectivo imposto, nos termos das disposições legais previstas no Regulamento de Compensação das Dívidas Tributárias.
5. A restituição a que se refere o número anterior, só se verifica após compensação obrigatória de dívidas pendentes na administração tributária.

Artigo 12
(Formas de pagamento do imposto)

1. O pagamento do IPP é efectuado, regra geral, em dinheiro.
2. O IPP pode ser pago em espécie por opção do Estado, em parte ou na totalidade, mediante notificação feita pela administração tributária, ouvidos os serviços competentes do Ministério que superintende a área dos petróleos.
3. O pagamento em espécie referido no número anterior deve ser efectuado através da entrega de determinada quantidade de Petróleo.
4. Presume-se cobrança em dinheiro, salvo se o Governo por meio de notificação com doze meses de antecedência, contados a partir do primeiro dia do mês a que se reportar o imposto, notifique o contribuinte para pagar parte ou a totalidade do imposto em espécie.

Artigo 13
(Procedimentos no pagamento do imposto em espécie)

1. O pagamento do IPP em espécie deve ser feito pela concessionária, nas quantidades mencionadas na notificação referida no artigo anterior, no ponto de entrega designado.
2. O valor do IPP, quando pago em espécie, não pode ser inferior ao que resultaria se o mesmo imposto fosse pago em dinheiro, tomando o preço prevalecente na data da liquidação.
3. Sem prejuízo do referido nos números anteriores e da definição de ponto de entrega, constante do Anexo I da Lei n.º 27/2014, de 23 de Setembro, o Governo pode designar outro ponto de entrega das quantidades de petróleo, referidas no n.º 1.

Secção II
Regras Específicas do Imposto sobre o Rendimento

Artigo 14
(Determinação da matéria colectável)

1. Os sujeitos passivos devem reportar o lucro apurado no final de cada exercício, por cada área de contrato de concessão, nos termos previstos no artigo 16 da Lei n.º 27/2014, de 23 de Setembro.
2. O lucro tributável das entidades detentoras de direitos petrolíferos, atribuídos à luz da lei de petróleos é determinado de forma autónoma, sendo inteiramente independentes entre si as obrigações fiscais de cada contrato de concessão.
3. Os custos e proveitos derivados de contratos de concessão de reconhecimento, de pesquisa e produção de petróleos, só podem ser deduzidos ou imputados a esse mesmo

contrato de concessão de reconhecimento, de pesquisa e produção de petróleos, de forma individualizada, relativamente a cada ano fiscal.

4. Para os efeitos do disposto nos números anteriores, a cada contrato de concessão deve corresponder:

a) Um NUIT específico, não sendo permitida a compensação de perdas numa determinada área de contrato de concessão, através de ganhos obtidos noutra área ou concessão;
b) Uma contabilidade organizada de forma independente, respeitante a cada co-titular, evidenciando clara e inequivocamente os custos e proveitos individuais.

Artigo 15
(Encargos gerais incorridos em território moçambicano)

1. Os encargos suportados por sociedade que desenvolve operações petrolíferas em território moçambicano, que não possam ser atribuídos directamente a uma concessão de pesquisa e produção dessa sociedade, por serem encargos gerais da mesma, devem ser atribuídos às diferentes concessões de pesquisa e produção da mesma sociedade, de modo proporcional.

2. Os encargos gerais a que se refere o n.º1 do presente artigo compreendem:

a) A amortização de activos usados em benefício das diferentes concessões de pesquisa e produção;
b) Os custos gerais administrativos.

3. A atribuição dos encargos gerais referidos nos números anteriores é efectuada tendo em conta o valor dos activos de cada concessão de pesquisa e produção da mesma sociedade.

Artigo 16
(Determinação dos custos com actividades a jusante)

1. Para os efeitos do disposto na alínea f) do n.º1 do artigo 19 e artigo 21, ambos da Lei n.º 27/2014, de 23 de Setembro, o custo dedutível é o incorrido pela concessionária com actividades a jusante do ponto de entrega ou com serviços fornecidos no âmbito de actividades a jusante daquele ponto de entrega.

2. O custo dedutível a que se refere o número anterior reveste a forma de tarifa, a qual deve ser acordada entre a entidade de tutela do sector petrolífero e a administração tributária, com observância do princípio das entidades independentes.

3. Os custos com actividades a jusante do ponto de entrega devem ser contabilizados separadamente dos custos das operações petrolíferas, para a necessária delimitação e autonomia.

Artigo 17
(Amortizações)

A concessionária deve amortizar todos os elementos depreciáveis dos activos tangíveis e intangíveis, nos termos do Regime de Amortizações.

Artigo 18
(Liquidação e pagamento)

1. O montante do imposto sobre o rendimento relativo às operações petrolíferas realizadas durante o ano fiscal é determinado através da aplicação da taxa do IRPC, ao rendimento tributável apurado nos termos dos artigos 16 a 27 da Lei n.º 27/2014, de 23 de Setembro, e das disposições dos Códigos do IRPS ou IRPC, consoante o caso.

2. Se o sujeito passivo for titular de outros rendimentos tributáveis, para além dos derivados das operações petrolíferas, esses rendimentos são tributados nos termos dos Códigos do IRPS e do IRPC.

Artigo 19
(Obrigações declarativas da sociedade detentora de um direito petrolífero)

1. Cada concessionária detentora do direito petrolífero residente em território moçambicano, deve manter um registo actualizado dos accionistas que preencham as

condições de co-titularidade de direitos petrolíferos, e notificar à administração tributária de qualquer mudança nessa titularidade, ocorrida dentro ou fora do território moçambicano.

2. Cada concessionária deve ainda, preparar e fornecer à administração tributária, na forma estabelecida no Anexo do presente Regulamento, informação relativa aos ganhos obtidos por residentes e não residentes em território moçambicano, para efeitos de tributação das mais – valias. A falta de pagamento do imposto devido, pelo não residente, beneficiário das mais-valias, determina a ass*unção*, pela concessionária, cujos direitos petrolíferos tenham sido transmitidos e pelo adquirente destes direitos, de responsabilidade solidária pelo pagamento do imposto devido, acrescido de juros compensatórios, nos termos legais.

3. O incumprimento dos deveres referidos no n.ºs s 1 e 2 do presente artigo, pela concessionária, constitui transgressão tributária, punível nos termos da legislação aplicável.

Secção III
Mecanismos de Partilha de Produção

Artigo 20
(Partilha de produção)

1. A partilha de produção de petróleo opera com a observância das disposições relativas à recuperação de custos e ao direito a lucro, constantes dos artigos 31 e 32 da Lei n.º 27/2014, de 23 de Setembro, e são aplicáveis ao petróleo de modo a que o Estado e a concessionária tenham direito, em quotas participativas indivisas, ao petróleo disponível para venda pela concessionária em período determinado, salvo se de outro modo o Governo decidir sobre a quota-parte do Estado, através de notificação dirigida à concessionária, com a antecedência de doze meses.

2. Para efeitos de cálculo do valor do Factor R, critério de base de partilha de produção, previsto no artigo 32 da Lei n.º 27/2014, de 23 de Setembro, o Petróleo disponível e o Petróleo de Custo devem ser calculados tendo em conta toda a Área do Contrato de Concessão.

3. A quantidade de Petróleo de Custo a que a concessionária tem direito em determinado ano é estabelecida com base no valor do Petróleo Produzido durante esse ano.

4. Os cálculos do Petróleo Custo e do Petróleo-Lucro da concessionária são efectuados para cada ano civil, numa base cumulativa.

5. Quando as quantidades e despesas reais não sejam conhecidas, devem ser utilizadas estimativas provisórias baseadas no programa de trabalhos e orçamentos operacionais e de investimento, aprovados.

6. Enquanto não for determinado o valor do petróleo imputável a dado ano, os cálculos devem basear-se no valor desse Petróleo durante o ano precedente e, na ausência desse valor, no valor acordado conjuntamente entre os Ministérios que superintendem as áreas de Finanças e de petróleos e a concessionária, sem prejuízo dos ajustamentos a realizar, no ano seguinte, com base nos valores reais das quantidades de petróleo, preços e despesas relativos a tal ano.

CAPÍTULO III
BENEFÍCIOS FISCAIS APLICÁVEIS ÀS OPERAÇÕES PETROLÍFERAS

Artigo 21
(Reconhecimento dos benefícios na importação)

1. Para o gozo dos benefícios fiscais na importação, previsto no artigo 35 da Lei n.º 27/2014, de 23 de Setembro, o titular deve apresentar à entidade competente o pedido de isenção, em modelo próprio onde deve constar:

a) A identificação,
b) O Endereço;

c) O NUIT do importador;
d) A disposição legal que fundamenta a isenção;
e) A posição pautal, designação, quantidade e valor da mercadoria a importar, bem como a contagem dos encargos aduaneiros devidos.

2. O pedido a ser submetido aos Serviços das Alfândegas, deve ser acompanhado da lista global dos bens a importar, apresentada em modelo próprio, para efeitos de determinação dos bens elegíveis à isenção, das respectivas facturas, conhecimento de embarque e outros documentos relevantes que as acompanhem.

3. A comunicação da autorização emitida pelos Serviços das Alfândegas habilita o requerente a importar, com isenção, as mercadorias dela constantes.

Artigo 22
(Sanções Impeditivas, Suspensivas ou Extintivas dos Benefícios Fiscais)

1. Sem prejuízo de outras sanções previstas na legislação fiscal e aduaneira em vigor, as transgressões ao disposto no presente diploma ficam sujeitas a sanções impeditivas, suspensivas ou extintivas dos benefícios fiscais, de acordo com a gravidade da infracção.

2. São infracções sujeitas a sanções impeditivas, a não observância de um ou mais pressupostos previstos no artigo 36 da Lei n.º 27/2014, de 23 de Setembro.

3. São infracções sujeitas a sanções suspensivas:
a) A falta de entrega nos cofres do estado dos impostos a que esteja sujeito, desde que ocorra uma única vez;
b) A falta de entrega da declaração dos benefícios fiscais usufruídos em cada exercício fiscal;
c) A prática de infracções de natureza fiscal e de outras infracções, desde que, face à legislação aplicável, não sejam consideradas graves; e,
d) A inobservância das condições impostas no despacho no despacho de concessão dos benefícios fiscais.

4. A reincidência na prática das infracções referidas no número anterior fica sujeita a sanções extintivas, sem prejuízo do preceituado na Lei Geral Tributária.

Artigo 23
(Extinção e suspensão dos Benefícios Fiscais)

1. Os benefícios fiscais caducam decorrido o prazo previsto no n.º1 do artigo 37 da Lei n.º 27/2014, de 23 de Setembro, ou quando tenha sido aplicada uma sanção extintiva, e quando condicionados pela verificação dos pressupostos da respectiva condição resolutiva, a inobservância das obrigações impostas, imputável ao beneficiário.

2. A extinção ou suspensão dos benefícios fiscais, implica a aplicação automática do regime geral de tributação consagrada por Lei.

3. No caso de aplicação de uma sanção suspensiva, a mesma mantêm-se até à completa reposição da situação a que tiver dado causa, incluindo o pagamento, no prazo de 60 dias, contado a partir da data da notificação pelos serviços competentes das receitas não arrecadadas.

4. Os titulares do direito aos benefícios fiscais são obrigados a declarar, no prazo de 30 dias, que cessou a situação de facto ou de direito em que se baseia o benefício fiscal, salvo quando essa cessação for de conhecimento oficial, devendo a mesma comunicação ser efectuada no caso de suspensão dos benefícios fiscais.

CAPÍTULO IV
DISPOSIÇÃO FINAL

Artigo 24
Entidades fiscalizadoras

O cumprimento das obrigações previstas neste regulamento será fiscalizado pela administração tributária, nos termos dos Regulamentos dos Procedimentos de Fiscalização

Tributária e Aduaneira, devendo, todas as entidades, dentro dos limites da razoabilidade, prestar a colaboração que lhes for solicitada pelos serviços competentes, tendo em vista o exercício, por estes, dos respectivos poderes.

14.DECRETO Nº 56/2010 DE 22 DE DEZEMBRO, REGULAMENTO AMBIENTAL PARA AS OPERAÇÕES PETROLÍFERAS

Decreto n.º 56/2010, de 22 de Novembro
(Regulamento Ambiental para as Operações Petrolíferas)

Tornando-se necessário promover a correcta e eficiente gestão ambiental dos recursos petrolíferos, com vista ao desenvolvimento sustentável do País, ao abrigo do artigo 29 da Lei n.º 3/2001, de 21 de Fevereiro, que aprova a Lei de Petróleo, conjugado com o artigo 33 da Lei n.º 20/97, de 1 de Outubro, que aprova a Lei do Ambiente, o Conselho de Ministros decreta:

Artigo 1

É aprovado o Regulamento Ambiental para as Operações Petrolíferas, em anexo ao presente Decreto e do qual faz parte integrante.

Artigo 2

Compete ao Ministro que superintende a área do Ambiente aprovar, por Diploma Ministerial, as directivas e normas básicas de gestão ambiental que se mostrem necessárias para a operacionalização do Regulamento ora aprovado.

Artigo 3

Compete ao Ministro que superintende a área do Petróleo criar o Grupo Interinstitucional para as Operações Petrolíferas.

Aprovado pelo Conselho de Ministros, aos 24 de Agosto de 2010.

Publique-se.
O Primeiro-Ministro, Aires Bonifácio Baptista Ali.

Regulamento Ambiental para as Operações Petrolíferas

CAPÍTULO I
Disposições gerais

Artigo 1
(Definições)

Para efeitos do presente Regulamento, entende-se por:

a) **Autoridade de Avaliação do Impacto Ambiental** – o Ministério que superintende a área do Ambiente, através da Direcção Nacional da Avaliação do Impacto Ambiental;
b) **Área de Influência** – a área e o espaço geográfico, directa ou indirectamente afectados pelos impactos resultantes de Operações Petrolíferas;
c) **Avaliação do Impacto Ambiental (AIA)** – o instrumento de gestão ambiental preventiva que consiste na identificação e análise prévia, qualitativa e quantitativa, dos possíveis efeitos benéficos e perniciosos de uma actividade proposta, sobre o Ambiente;
d) **Categoria A** – actividades relacionadas com o desenvolvimento, produção, construção e operação de sistemas de oleoduto ou gasoduto e desmobilização e outras actividades a serem desenvolvidas em ecossistemas sensíveis e áreas de conservação;
e) **Categoria B** – actividades relacionadas com a pesquisa, exceptuando em áreas de conservação e ecossistemas sensíveis;
f) **Categoria C** – actividades que pela sua natureza, não acarretam impactos negativos para o Ambiente e a saúde pública;

g) **Consulta Pública** – o processo de auscultação dos diversos sectores relevantes e da sociedade civil, incluindo pessoas colectivas ou singulares, directa ou indirectamente interessadas e/ou potencialmente afectadas pelas Operações Petrolíferas, propostas durante o processo de AIA;
h) **Declaração de Isenção** – o documento emitido pelo Ministério que superintende a área do Ambiente que confirma a isenção da realização de Estudo de Impacto Ambiental ou Estudo Ambiental Simplificado para as actividades de Categoria C;
i) **Estudo Ambiental Simplificado (EAS)** – a componente do processo de AIA que analisa técnica, científica e socialmente as consequências da implementação das actividades de Categoria B sobre o Ambiente;
j) **Estudo do Impacto Ambiental (EIA)** – a componente do processo da AIA que analisa técnica, científica, e socialmente as consequências da implementação das actividades de Categoria A sobre o Ambiente;
k) **Estudo de Pré-Viabilidade Ambiental e Definição do Âmbito (EPDA)** – o documento que visa identificar, avaliar os principais impactos, analisar alternativas ao projecto, bem como definir o âmbito EIA e EAS, através da selecção ou identificação das componentes ambientais que podem ser afectadas pelas Operações Petrolíferas e sobre as quais o EIA e EAS devem incidir;
l) **Licença Ambiental** – o certificado confirmativo da viabilidade ambiental de uma actividade de Categoria A ou de uma actividade de Categoria B das Operações Petrolíferas propostas, emitida pelo Ministério que superintende a área do Ambiente;
m) **Nova Área de Concessão** – a área do território nacional, relativamente a qual, de acordo com o Direito Internacional, a República de Moçambique tem direitos de soberania para a finalidade de pesquisa e produção de recursos minerais que ainda não tenha sido objecto de concessão para a realização de Operações Petrolíferas;
n) **Operador** – o titular do exercício de Operações Petrolíferas ou empresa que realiza Operações Petrolíferas em nome do titular da concessão e, que é responsável pelo cumprimento do disposto na legislação nacional aplicável;
o) **Operações Petrolíferas** - todas ou algumas das operações relacionadas com a pesquisa, desenvolvimento, produção, separação e tratamento, armazenamento, transporte e venda ou entrega de petróleo no ponto de fornecimento acordado no país, incluindo as operações de processamento de gás natural e encerramento de todas as operações concluídas;
p) **Participação Pública** – o processo de informação e de auscultação das partes interessadas e afectadas, directa ou indirectamente pelas Operações Petrolíferas e que é realizado durante o processo de AIA;
q) **Plano de Gestão Ambiental** – o conjunto de acções e medidas a desenvolver pelo Proponente, visando gerir os impactos negativos e potenciar os positivos resultantes da implementação da actividade proposta, elaboradas no âmbito da AIA;
r) **Pré-avaliação** – o processo de análise ambiental preliminar que tem como principal objectivo a categorização das actividades e a determinação do tipo de avaliação ambiental a efectuar;
s) **Termos de Referências (TdR)** – o documento que contém os parâmetros e informações específicas que deverão presidir a elaboração do EIA ou EAS do Sector Petrolífero;
t) **Proponente** – qualquer pessoa, entidade pública ou privada, nacional ou estrangeira, detentor de direitos de conduzir Operações Petrolíferas em conformidade com a legislação moçambicana, que se proponha a realizar ou implementar as Operações Petrolíferas, ou introduzir qualquer tipo de alterações nas Operações Petrolíferas em curso.

Artigo 2
(Objecto)

O presente Regulamento define os procedimentos para AIA das Operações Petrolíferas e medidas de prevenção, controlo, mitigação e reabilitação do Ambiente.

Artigo 3
(Âmbito)

O presente Regulamento aplica-se às Operações Petrolíferas de iniciativa pública e privada.

Artigo 4
(Fases do Processo de Avaliação do Impacto Ambiental)

1. Para efeitos do presente Regulamento, constituem fases do processo de AIA das Operações Petrolíferas as seguintes:
   a) Concepção da proposta do projecto;
   b) Pré-avaliação;
   c) Definição do Âmbito;
   d) EIA ou EAS;
   e) Relatório do EIA ou EAS;
   f) Revisão do Relatório;
   g) Decisão;
   h) Participação Pública;
   i) Monitorização e Auditoria.
2. Os projectos categorizados em C, são isentos da definição do âmbito, do EIA e do EAS.
3. As Operações Petrolíferas sujeitam-se ao prévio processo de AIA.

Artigo 5
(Categorização das operações petrolíferas)

Para efeitos de categorização das Operações Petrolíferas, as actividades classificam-se em:
   a) Categoria A – actividades sujeitas à realização de um EIA;
   b) Categoria B – actividades sujeitas à realização de um EAS, exceptuando-se os casos previstos neste Regulamento; e
   c) Categoria C – actividades sujeitas à observância das normas de boa gestão ambiental.

Artigo 6
(Competências)

1. Compete ao Ministério que superintende a área do Ambiente:
   a) Verificar e assegurar, em coordenação com o Ministério que superintende a área de Petróleo, o cumprimento do estabelecido no presente Regulamento;
   b) Proceder à categorização ambiental das operações petrolíferas, em coordenação com o Ministério que superintende a área do Petróleo;
   c) Proceder à revisão do EPDA e TdR em coordenação com o Ministério que superintende a área do Petróleo;
   d) Aprovar os TdR para as actividades de Categoria A e para as actividades de Categoria B;
   e) Aprovar o Relatório de EIA para actividades de categoria A;
   f) Aprovar o Relatório de EAS para actividades de categoria B;
   g) Aprovar as directivas ambientais elaboradas no âmbito do presente Regulamento;
   h) Acompanhar o desenvolvimento de actividade de operações petrolíferas em coordenação com o Ministério que superintende a área de Petróleo;
   i) Coordenar com o Ministério que superintende a área de Petróleo e demais entidades públicas e privadas as questões relacionadas com a preparação e execução de políticas, acordos e outras acções relativas ao controlo ambiental sobre Operações Petrolíferas;
   j) Emitir a Licença Ambiental para as actividades de Categoria A e para as actividades de Categoria B; e
   k) Emitir a Declaração de Isenção para as actividades de Categoria C.
2. Compete ao Ministério que superintende a área de Petróleo:

a) Coordenar com o Ministério que superintende a área do Ambiente, o processo de AIA das Operações Petrolíferas;
b) Participar no processo de revisão do EPDA e TdR e elaborar o respectivo parecer, e enviá-lo ao Ministério que superintende a área do Ambiente;
c) Participar na revisão de Relatórios dos EIA e EAS, de acordo com as directivas emitidas para o efeito e enviar o respectivo parecer ao Ministério que superintende a área do Ambiente;
d) Propor directivas ambientais, no âmbito do presente Regulamento;
e) Propor políticas, acordos e outras acções relativas ao controlo ambiental, sobre Operações Petrolíferas; e
f) Emitir pareceres sobre as alterações ao processo de produção ou da capacidade instalada das Operações Petrolíferas e enviá-los ao Ministério que superintende a área do Ambiente.

3. Quaisquer pareceres à proposta da realização de Operações Petrolíferas, devem ser encaminhados ao Ministério que superintende a área do Ambiente num prazo de 15 dias após a submissão da mesma.

Artigo 7
(Grupo Inter-institucional para as Operações Petrolíferas)

1. Em função da natureza, magnitude e local de inserção geográfica das Operações Petrolíferas a serem realizadas, o Ministro que superintende a área de Petróleo pode criar um Grupo Interinstitucional.
2. Compete ao Grupo Interinstitucional para as Operações Petrolíferas:
a) Rever o EPDA e TdR, bem como elaborar os respectivos comentários;
b) Rever os relatórios do EIA e EAS, de acordo com as directivas emitidas para o efeito e elaborar os respectivos comentários e;
c) Emitir comentários sobre quaisquer assuntos solicitados.
3.Não podem integrar o Grupo Inter-institucional para as Operações Petrolíferas, indivíduos que têm ou tenham tido qualquer conflito de interesse relacionado directa ou indirectamente com a actividade em análise e que pertençam a qualquer grupo de pressão com ligações de interesses competitivos aos que estejam a ser objecto de análise e revisão.

Artigo 8
(Prazo para a Comunicação das Decisões)

1. Ao Ministério que superintende a área do Ambiente aplicam-se os seguintes prazos:
a) Pré –avaliação - até 7 dias úteis;
b) Revisão do EPDA e TdR – até 20 dias úteis;
c) Relatório de EIA – até 45 dias úteis;
d) Relatório de EAS – até 30 dias úteis; e
e) Declaração de Isenção – até 7 dias úteis.
2. Os prazos estabelecidos no número anterior são contados a partir da data do registo de entrada da respectiva documentação no Ministério que superintende a área do Ambiente, sendo interrompidos sempre que forem exigidas informações complementares e retomados quando estas sejam devidamente apresentadas pelo Proponente.
3. O proponente é obrigado a submeter as informações complementares no prazo de 30 dias, sob pena de ser anulado o seu processo, salvo nos casos devidamente justificados.
4. Em casos excepcionais, o Ministro que superintende a área do Ambiente, sob proposta devidamente fundamentada da entidade responsável pela AIA, pode prorrogar os prazos estabelecidos no n.º 1 do presente artigo, por um período a determinar de acordo com a complexidade, actividade, magnitude, procedendo à notificação imediata do Proponente.

CAPÍTULO II
Processo de Avaliação do Impacto Ambiental

SECÇÃO I
Fases do Processo de AIA

Artigo 9
(Submissão da Proposta de Projecto)

Para efeitos de pré-avaliação, o proponente submete ao Ministério que superintende a área do Ambiente a seguinte informação e documentação:

a) Sua identificação e domicílio profissional;
b) Descrição das Operações Petrolíferas quanto às suas funcionalidades, tecnologias usadas, alternativas de localização, entre outras, os materiais a usar;
c) Justificativa legal e factual das Operações Petrolíferas;
d) Descrição do ambiente biofísico e sócio-económico afectado;
e) Descrição dos impactos prováveis nas componentes ambientais afectadas; e
f) Anexos, contendo mapas a uma escala apropriada e desenhos das Operações Petrolíferas.

Artigo 10
(Pré-Avaliação)

1. Submetida a proposta de projecto, segue a pré-avaliação a efectuar pela Autoridade Ambiental.
2. A Autoridade Ambiental, em função das actividades que da sua implementação resultem em impactos nas componentes ambientais decide:
   a) Pela rejeição da proposta; ou
   b) Pela realização de um EIA; ou
   c) Pela realização de um EAS; ou
   d) Pela isenção da realização do EIA ou EAS.
3. A pré-avaliação é realizada com base na seguinte informação:
   a) Informação prestada durante a instrução do processo;
   b) Conhecimento prévio da área de implementação das Operações Petrolíferas; e
   c) Condições ambientais existentes no local de implementação da operação petrolífera.
4. Para as actividades isentas do EIA ou do EAS, o Ministério que superintende a área do Ambiente emite a respectiva Declaração de Isenção.

Artigo 11
(Definição do Âmbito)

1. A definição do âmbito compreende o EPDA e os TdR, e é obrigatória antes do início das actividades de Categoria A e B.
2. Para as Operações Petrolíferas classificadas como de Categoria A ou B, os proponentes devem prosseguir com a definição do âmbito que culmine com a submissão do respectivo EPDA e TdR ao Ministério que superintende ao Ambiente para aprovação.
3. O EPDA é constituído pela seguinte informação e documentação :
   a) Identificação e domicílio profissional do proponente;
   b) Antecedentes do processo de AIA;
   c) O processo de AIA a ser seguido;
   d) Identificação e domicílio profissional dos consultores responsáveis pela eventual elaboração do EIA;
   e) Os Estudos de Pré-Viabilidade;
   f) A definição do Âmbito;
   g) Relatório sobre a Participação Pública;
   h) Definição dos TdR;
   i) Avaliação da significância dos impactos;
   j) O Relatório do EIA;

k) Descrição das Operações Petrolíferas pretendidas e suas funcionalidades, as tecnologias usadas e suas alternativas, os materiais a usar durante a fase de construção, operação e desactivação;
l) Justificativa legal e factual das Operações Petrolíferas;
m) Descrição do ambiente biofísico e sócio-económico afectado;
n) Descrição dos impactos prováveis nas componentes ambientais afectadas;
o) O cronograma dos estudos a serem levados a cabo e das fases de implantação das Operações Petrolíferas;
p) Identificação dos principais impactos a serem investigados com detalhes;
q) A área de influência directa e indirecta;
r) As questões fatais que impediriam a continuação das Operações Petrolíferas; e
s) Anexos contendo mapas a uma escala apropriada, desenhos das Operações Petrolíferas, e relatórios das consultas públicas.

4. O relatório do EPDA e os TdR é redigido em língua portuguesa, e submetido ao Ministério que superintende a área do Ambiente em número de cópias solicitadas durante a pré-avaliação, em papel e suporte informático.

SECÇÃO II
Estudo de Impacto Ambiental

SUBSECÇÃO I
Actividades de categoria A

Artigo 12
(Relatório do EIA)

1. A realização do EIA é obrigatória antes do início das actividades de Categoria A, constituindo obrigação do proponente submetê-lo ao Ministério que superintende a área do Ambiente.

2. O EIA é elaborado com base no EPDA e TdR aprovados pela entidade competente da área ambiental.

Artigo 13
(Conteúdo do Relatório de EIA)

1.O Relatório de EIA das actividades classificadas como de categoria A, deve conter no mínimo a seguinte informação:

a) Identificação e domicílio profissional do proponente;
b) Identificação do consultor ambiental registado ou credenciado pela Autoridade de AIA, bem como da equipa responsável pela eventual elaboração do EIA e respectivas funções;
c) Resumo não técnico com as principais questões abordadas, conclusões e propostas;
d) Delimitação e representação geográfica, bem como uma breve descrição da situação ambiental de referência da Área de Influência;
e) Descrição das Operações Petrolíferas a serem realizadas e das diferentes acções previstas para a realização da mesma, seus impactos e medidas de mitigação;
f) Justificativa factual e legal da operação petrolífera e a sua inserção nos planos de ordenamento territorial existentes para a Área de Influência directa da actividade;
g) Identificação de lacunas de informação e das medidas de minimização das mesmas;
h) Identificação, classificação e avaliação dos potenciais impactos ambientais das actividades, bem como a identificação das medidas de mitigação;
i) Descrição das componentes ambientais sobre as quais incidirá o estudo, incluindo:
j) Descrição das emissões para o mar, ar e solo;
k) Descrição de possíveis bens materiais e património cultural dos monumentos que podem ser afectados;
l) Avaliação das possíveis consequências das soluções técnicas escolhidas;

m) Critérios ambientais e os impactos sobre o meio ambiente tidos em consideração para a escolha das soluções técnicas e;
n) Descrição das possíveis medidas planeadas de modo a prevenir, controlar, mitigar e, a possibilidade de reabilitar e compensar eventuais efeitos negativos sobre o Ambiente;
o) Obtenção de licenças, autorizações ou concessões de entidades que tutelem outras áreas de actividades que devem ser requeridas em conformidade com a legislação aplicável;
p) Descrição dos sistemas aplicáveis para controlar e monitorar as actividades e seus efeitos;
q) Descrição e comparação detalhadas, das diferentes alternativas e a previsão ambiental futura com e sem medidas de mitigação;
r) Plano de Gestão Ambiental da actividade que inclui a monitorização dos impactos, programa de educação ambiental, Planos de contingência de Resposta a Situações de Emergência;
s) Relatório de Participação Pública conforme previsto neste Regulamento;
t) Avaliação dos impactos incluindo cumulativos.

2. O EIA é apresentado sob a forma de relatório, redigido em língua portuguesa, em número de cópias solicitadas durante aprovação do EPDA em papel e em suporte electrónico.

Artigo 14
(Plano de Desmobilização e Reabilitação)

1. O Relatório de EIA compreende o Plano de Desmobilização e Reabilitação.
2. O Plano de Desmobilização e Reabilitação contém no mínimo o seguinte:

a) Identificação e domicílio profissional do proponente;
b) Identificação do consultor ambiental registado, ou credenciado na Autoridade de AIA, bem como da equipa responsável pela eventual elaboração do EIA e respectivas funções;
c) Resumo não técnico com as principais questões abordadas, conclusões e propostas;
d) Descrição dos efeitos que a remoção recolha, eliminação e encerramento podem ter sobre os componentes ambientais e comerciais sobre a Área de Influência;
e) Descrição da metodologia e técnicas para a realização das descargas e emissões relacionadas com a eliminação de substâncias nocivas ao Ambiente, de modo a sanar ou atenuar qualquer dano ou efeito negativo;
f) Descrição das Áreas de Influência;
g) Descrição das técnicas de prevenção para o perigo de vidas humanas e do ambiente marinho quando se trate de desmobilização de instalações no mar;
h) Descrição do destino e tratamento dos materiais químicos e perigosos que se encontram nas instalações; e
i) Restauração da área e possíveis usos futuros.

SUBSECÇÃO II
Actividades de categoria B

Artigo 15
(Relatório de EAS)

1. A realização do EAS é obrigatória para as actividades de Categoria B, constituindo uma obrigação do proponente da actividade realizá-lo e submetê-lo ao Ministério que superintende a área do Ambiente.
2. O relatório de EAS é elaborado com base no EPDA e TdR aprovados pelo Ministério que superintende a área do Ambiente.

Artigo 16
(Conteúdo do Relatório de EAS)

1. O EAS abrange todas as extensões de áreas que podem ser afectadas pelas actividades de pesquisa do Petróleo, devendo o estudo no mínimo conter:

a) Identificação e domicílio profissional do proponente;
b) Identificação do consultor ambiental registado ou credenciado na Autoridade de AIA, bem como da equipa responsável pela elaboração do EAS e respectivas funções;
c) Localização das Operações Petrolíferas num mapa a uma escala apropriada, indicando os limites da Área de Influência directa dos impactos ambientais das respectivas operações;
d) Justificativa legal ou factual das Operações Petrolíferas a serem realizadas, e a sua inserção nos planos de ordenamento territorial existentes para a Área de Influência directa da respectiva actividade;
e) Descrição das Operação Petrolíferas a serem realizadas, e das diferentes acções previstas nas diferentes fases para a realização da mesma, bem como das respectivas alternativas;
f) Os efeitos das Operações Petrolíferas a serem realizadas, nas comunidades, na indústria, nas actividades comerciais, incluindo as medidas de prevenção, controlo, mitigação, reabilitação e compensação dos mesmos;
g) Descrição do Ambiente que pode ser afectado negativamente, directa ou indirectamente, avaliar e fazer um julgamento equilibrado no que diz respeito ao impacto ambiental das actividades de pesquisa, incluindo:

   i. A descrição das emissões para o mar, ar e solo;
   ii. A descrição de possíveis bens materiais e património cultural dos monumentos que podem ser afectados como resultado da pesquisa;
   iii. A avaliação das possíveis consequências das soluções técnicas escolhidas;
   iv. Esclarecer o modo como os critérios ambientais e os impactos sobre o meio ambiente foram tidos em conta para a escolha das soluções técnicas;
   v. Descrição das planeadas medidas de modo a prevenir, controlar, mitigar e, possibilidade de reabilitar e compensar, eventuais efeitos negativos sobre o Ambiente;
   vi. Avaliação dos impactos incluindo cumulativos.

h) Obtenção das licenças, autorizações ou concessões de entidades que tutelam outras áreas de actividades requeridas em conformidade com a legislação aplicável;
i) Considerar medidas de emergência e de contingência;
j) Descrição dos sistemas aplicáveis para controlar e monitorar as actividades e seus efeitos;
k) O Plano de Gestão Ambiental da actividade que deve incluir o acompanhamento dos impactos, programas de educação ambiental e planos de contingência para acidentes;
l) Entrega de um resumo das matérias supra referidas; e
m) O relatório da Participação Pública.

Artigo 17
(EIA para as actividades de categoria B)

1. As actividades de categoria B são precedidas de um EIA nas seguintes circunstâncias:

a) Quando a Área de Influência esteja próxima ou na presença de ecossistemas reconhecidos pela legislação nacional e internacional, com estatuto especial de protecção;
b) Habitats sensíveis, infraestruturas e ocupação humana;
c) Presença de áreas de conservação;
d) Zona de pesca artesanal;
e) Zona de actividade turística; e

f) Outras zonas de protecção que possam sofrer efeitos negativos resultantes das Operações Petrolíferas.

2. Nos casos previstos no n.º 1 deste artigo são observados os procedimentos referentes às actividades de categoria A, nos termos do presente Regulamento.

SUBSECÇÃO III
Actividades de categoria C

Artigo 18
(Actividades de categoria C)

1. São actividades de Categoria C, aquelas que pela sua natureza não acarretam dano ao Ambiente, de entre as quais se destacam:

a) Levantamentos magnéticos e eletromagnéticos;
b) Levantamentos geológicos;
c) Levantamentos gravimétricos;
d) Medições da circulação geotérmica;
e) Medições radiométricas;
f) Levantamentos geoquímicos;
g) Recolha de amostras do solo e do fundo do mar e perfuração de testemunho até ao máximo de 100 metros;
h) Estudos científicos realizados por instituições de investigação científica, mas que não incluam a pesquisa sísmica;
i) Levantamento de base para o conhecimento da área; e
j) Outras actividades que não acarretam impactos negativos para o ambiente e a saúde pública.

2. Às actividades arroladas no número anterior, emite o Ministério que superintende o Ambiente a respectiva Declaração de Isenção.

SECÇÃO III
Participação Pública

Artigo 19
(Processo de Participação Pública)

1. O EIA e o EAS são objecto de Participação Pública.

2. A Participação Pública consiste na Consulta Pública às pessoas individuais ou colectivas, públicas ou privadas, directa ou indirectamente interessadas e afectadas pela realização das Operações Petrolíferas, sendo obrigatória para as actividades de Categoria A e para as de Categoria B.

3. A Participação Pública é da responsabilidade do proponente e implica a prestação de toda a informação e recolha de sensibilidades sobre a actividade a realizar e sobre as decisões tomadas e, a resposta das partes interessadas e afectadas aos pedidos de esclarecimentos.

4. O proponente deve enviar a proposta do relatório de EIA ou EAS às partes interessadas e afectadas, às autoridades relevantes, organizações industriais e associações económicas relevantes em tempo útil e em lugar apropriado.

5. A convocatória para a Consulta Pública é tornada pública até 15 dias antes da data da sua realização, devendo ser publicada no jornal nacional de maior audiência no País, na televisão, na rádio, através da afixação de cartazes, por correio electrónico, por fax, podendo o Ministério que superintende a área do Ambiente estipular outros meios tais como a publicação em outros canais de informação, reuniões de informação ao público ou ainda, outros meios que se mostrem adequados naquele local para a sua publicação.

6. Um prazo razoável não superior a 15 dias, é estipulado para a submissão dos comentários ao Ministério que superintende a área do Ambiente.

7. Por forma a garantir a ampla divulgação e participação das partes interessadas e afectadas, os relatórios produzidos, sobre o EIA ou do EAS, bem como todo o material de

apoio que seja relevante, deve ser disponibilizado ao do Ministério que superintende a área do Ambiente e publicados na internet.

8. O proponente deve elaborar um relatório final, contendo todos os comentários ao processo de Participação Pública.

SECÇÃO IV
Relatório de Estudo de Impacto Ambiental

Artigo 20
(Revisão do REIA)

1. O REIA e o REAS é submetido para a aprovação do Ministério que superintende a área do Ambiente.

2. Recebido o relatório do REIA ou REAS, o Ministério que superintende a área do Ambiente deve proceder à respectiva revisão tendo em consideração o EPDA e TdR, as normas técnicas e as directivas aprovadas, incluindo a harmonização dos comentários que para o efeito tiverem sido recebidos.

3. O Ministério que superintende a área do Ambiente pode, ouvido o Ministério que superintende a área de Petróleo, devolver o relatório de caso estes não estejam de acordo com as disposições estabelecidas neste regulamento.

Artigo 21
(Licença Ambiental)

1. Após a aprovação, conforme aplicável, o Ministério que superintende a área do Ambiente deve emitir a respectiva Licença Ambiental para as actividades de categoria A e de categoria B, no prazo de 8 dias após o pagamento das taxas devidas.

2. A Licença Ambiental é valida por um período de 5 anos, renováveis por igual período, mediante requerimento para a sua actualização que deve ser submetido pelo proponente ao Ministério que superintende a área do Ambiente, 180 dias antes do termo da sua validade.

CAPÍTULO III
Taxas e multas

Artigo 22
(Taxas)

1. Pelo licenciamento ambiental das actividades de categoria A e B, é devida uma taxa correspondente a 0,01% do valor total de investimento.

2. Pela emissão da Declaração de Isenção para actividades de categoria C, é devida uma taxa de 0,01% do valor total do investimento.

3. Para efeitos de início do processo de AIA, o proponente deve pagar uma taxa no valor de 10.000,00 MT.

4. Caso do proponente pretenda mudar o nome constante da Licença Ambiental, deve pagar o valor correspondente a 30.000,00 MT, 20.000,00 MT e 10.000,00 MT, para as licenças ambientais de categorias A e B, bem como para a Declaração de Isenção para as actividades de categoria C respectivamente.

Artigo 23
(Infracções administrativas)

1. Considera-se infracção administrativa toda acção ou omissão que viole as normas do presente Regulamento.

2. As infracções administrativas são punidas, na forma estabelecida neste Regulamento, com as seguintes sanções:

a) Advertência;
b) Multa; e
c) Apreensão dos instrumentos da infracção a favor do Estado.

3. Constituem infracções administrativas puníveis com pena de multa entre 2.500.000,00 MT e 5.000.000,00 MT para além de imposição de outras sanções previstas

na lei geral, a obstrução ou embaraço à realização das atribuições estabelecidas para entidades referidas neste artigo.

4. A multa é aplicada pela entidade ambiental competente, sob parecer do Ministério que superintende a área de Petróleo, de acordo com a gravidade da infracção.

5. Em casos de reincidência, a multa aplicada corresponderá ao dobro do valor constante do n.º 3 do presente artigo.

Artigo 24
(Destino dos valores cobrados)

1. Os valores cobrados resultantes de taxas são repartidos em:
   a) 60 % para o Orçamento do Estado;
   b) 20 % para o Fundo do Ambiente; e
   c) 20 % para o Instituto Nacional de Petróleo.
2. Os valores cobrados resultantes de multas são repartidos em
   a) 40% para o Orçamento do Estado;
   b) 30% para o Fundo do Ambiente; e
   c) 30% para o Instituto Nacional de Petróleo.

Artigo 25
(Actualização das taxas e multas)

Os valores das taxas e multas estabelecidas no presente Regulamento são actualizados por Diploma Ministerial conjunto dos Ministros que superintendem as áreas do Ambiente, Petróleo e Finanças.

CAPÍTULO IV
Auditorias e Inspecções Ambientais

Artigo 26
(Auditoria e Inspecção Ambiental)

Compete ao Ministério que superintende a área do Ambiente, em coordenação com o Ministério que superintende a área de Petróleo, auditar e inspeccionar às Operações Petrolíferas.

Artigo 27
(Monitorização dos impactos ambientais)

1. O proponente efectua a monitorização dos parâmetros das componentes ambientais afectados, de acordo com o previsto no Plano de Gestão Ambiental.

2. O proponente deve enviar os relatórios de monitorização ambiental às entidades que superintendem as áreas do Ambiente e Petróleo, de acordo com o previsto no Plano de Gestão Ambiental.

CAPÍTULO IV
Disposições Finais e Transitórias

Artigo 28
(Custos)

O proponente é responsável pelo pagamento dos custos decorrentes do processo de AIA, incluindo os custos relacionados com a Participação Pública, dos possíveis danos ao Ambiente, de reassentamento, compensações entre outros.

Artigo 29
(Contratos de concessão vigentes)

Em relação aos contratos de concessão celebrados antes da vigência do presente regulamento, estes continuam em vigor desde que se conformem com as disposições aqui estabelecidas.

Artigo 30
(Alteração ou expansão do projecto)

Qualquer expansão ou alteração aos termos das Operações Petrolíferas que não foi prevista no EIA ou EAS, deve ser comunicada ao Ministério que superintende a área do Ambiente, por escrito.

15.DECRETO Nº 25/2004 DE 20 DE AGOSTO, CRIA O INSTITUTO NACIONAL DE PETRÓLEO

Decreto n.º 25/2004, de 20 de Agosto
(Cria o Instituto Nacional de Petróleo)

Tornando-se necessária a criação de uma entidade reguladora, responsável pela administração e promoção das operações petrolíferas, ao abrigo do disposto na alínea e) do n.º 1 do Artigo 153 da Constituição da República, o Conselho de Ministros decreta:

Artigo 1

É criado o Instituto Nacional de Petróleo, abreviadamente designado por INP, e aprovado o respectivo Estatuto Orgânico, em anexo, do qual faz parte integrante.

Artigo 2

O INP é uma pessoa colectiva de direito público, dotada de personalidade jurídica, autonomia administrativa, financeira e patrimonial que desempenha as suas funções em conformidade com a legislação aplicável, assegurando-se-lhe as prerrogativas necessárias ao exercício adequado das suas competências com base na isenção, capacidade técnica e, imparcialidade.

Artigo 3

O INP é tutelado pelo Ministro que superintende a área de Petróleo.

Artigo 4

São atribuições do INP:

a) Regulação e fiscalização da actividade de pesquisa, produção e transporte de Petróleo, bem como propor políticas de desenvolvimento e normas respeitantes às operações petrolíferas;

b) Preservação do interesse público e do meio ambiente estabelecendo as necessárias condições técnicas, económicas e ambientais, promovendo a adopção de práticas que estimulem à utilização eficiente dos recursos e a existência de padrões adequados de qualidade do serviço e de defesa dó meio ambiente;

c) Organização, manutenção e consolidação do acervo das informações e dados técnicos relativos às actividades da indústria de petróleo, das reservas nacionais de petróleo e da informação produzida;

d) Mediação, conciliação e arbitragem, quando lhe seja solicitado, devendo proceder de conformidade com o acordado pelas partes e com a legislação em vigor.

Artigo 5

O Ministro dos Recursos Minerais e Energia determinará, por despacho, o pessoal e os bens materiais a transitarem para o INP.

Aprovado pelo Conselho de Ministros, aos 30 de Junho de 2004.

Publique-se.

A Primeira-Ministra, *Luísa Dias Diogo*.

Estatuto Orgânico do Instituto Nacional de Petróleo

CAPÍTULO I
Disposições gerais

Artigo 1
(Natureza)

1. O Instituto Nacional de Petróleo, abreviadamente designado INP, é uma pessoa colectiva de direito público, dotado de personalidade jurídica, autonomia administrativa, financeira e patrimonial que desempenha as suas funções em conformidade com a legislação aplicável, assegurando-se-lhe as prerrogativas necessárias ao exercício adequado das suas competências com base na isenção, capacidade técnica e imparcialidade.
2. O INP é tutelado pelo Ministro que superintende a área de petróleo.

Artigo 2
(Sede)

1. O INP tem a sua sede em Maputo, podendo criar delegações ou qualquer outra forma de representação.
2. A criação e extinção de delegações ou representações em território estrangeiro carece do consentimento do Ministro de tutela, ouvido o Ministro que superintende a área das Finanças.

Artigo 3
(Atribuições)

Para a prossecução do seu objecto, o INP tem as seguintes atribuições:

a) Regulação e fiscalização da actividade de pesquisa, produção e transporte de petróleo, bem como preparação de políticas de desenvolvimento e normas respeitantes às operações petrolíferas;
b) Preservação do interesse público e do meio ambiente estabelecendo as necessárias condições técnicas, económicas e ambientais, promovendo a adopção de práticas que estimulem a utilização eficiente dos recursos e a existência de padrões adequados de qualidade do serviço e de defesa do meio ambiente;
c) Organização, manutenção e consolidação do acervo das informações e dados técnicos relativos às actividades da indústria de petróleo, das reservas nacionais de petróleo e da informação produzida;
d) Mediação, conciliação e arbitragem, quando lhe seja solicitado, devendo proceder de conformidade com o acordado pelas partes e com a legislação em vigor.

Artigo 4
(Competências)

Compete designadamente ao INP o seguinte:

1. No âmbito da gestão da Base de Dados Nacional de Petróleos
a) Organizar a recepção, classificação e preservação de toda a documentação, amostras e dados técnicos obtidos através da realização de operações petrolíferas;
b) Administrar e manter disponíveis os dados técnicos sobre as bacias sedimentares de Moçambique para a avaliação de áreas prospectivas;
c) Receber e compilar as informações sobre a produção e cálculos de reservas de petróleo;
d) Acompanhar a evolução tecnológica dos equipamentos e métodos aplicados à gestão de informações e dados técnicos relativos às operações petrolíferas;
e) Promover estudos visando a delimitação de blocos para efeitos de operações petrolíferas e serviços de geologia e geofísica aplicados à actividade petrolífera;
f) Elaborar propostas e critérios para a disponibilização de dados aos interessados.
2. No âmbito das actividades de pesquisa;
a) Avaliar e actualizar o conhecimento do potencial petrolífero em território nacional;

b) Desenvolver acções de promoção ao investimento na prospecção e pesquisa de petróleo;
c) Participar da definição de áreas de contrato, obrigações mínimas de trabalho e de despesas a negociar no âmbito dos contratos de concessão;
d) Supervisionar a realização das actividades de prospecção e pesquisa e o cumprimento das obrigações de trabalho dos titulares de contratos de concessão.

3. No âmbito das actividades de desenvolvimento, produção e transporte de petróleo:
a) Realizar estudos do desenvolvimento do sector do petróleo;
b) Analisar e emitir pareceres sobre os planos de desenvolvimento e planos de desmobilização submetidos pelos operadores;
c) Analisar os relatórios submetidos pelos operadores no âmbito das suas actividades;
d) Assegurar que as operações petrolíferas sejam realizadas de acordo com a legislação e com os planos de desenvolvimento aprovados;
e) Assegurar que as instalações são projectadas e construídas de acordo com os requisitos da legislação aplicável às operações petrolíferas;
f) Autorizar a construção e entrada em operação de instalações;
g) Inspeccionar regularmente o equipamento e o método de medição de petróleo usado pelos operadores;
h) Controlar as quantidades de gás natural a ser queimado pelos operadores e assegurar que as mesmas estejam devidamente autorizadas nos termos da legislação;
i) Zelar pelo cumprimento por parte dos operadores dos requisitos de emergência e contingência, segurança e protecção ao meio ambiente;
j) Promover e divulgar novas tecnologias que garantam a melhor exploração e aproveitamento dos recursos naturais inerentes ao sector do petróleo.

4. No âmbito da salvaguarda dos interesses dos operadores:
a) Estabelecer um processo, de tramitação transparente, não-discriminatório e imparcial, para a resolução de litígios entre os agentes económicos e terceiros no que diz respeito a assuntos da sua competência, incluindo assuntos relacionados com o acesso de terceiros ao gasoduto e oleoduto;
b) Manter ligação com associações de operadores e empreender estudos e análises que se reputem de interesse;
c) Fornecer, sempre que necessário, a informação de interesse público, excepto se tal carecer de tratamento confidencial;
d) Promover a cooperação com organismos similares internacionais, com vista à prossecução dos objectivos de interesse comum.

5. No âmbito da administração, fiscalização e regulação:
a) Estabelecer normas e procedimentos no âmbito das suas competências;
b) Conduzir o processo de atribuição de direitos de pesquisa, produção, desenvolvimento e transporte de petróleo;
c) Proceder a normalização, aprovação e homologação dos equipamentos a serem utilizados nas operações inerentes ao sector do petróleo;
d) Propor os projectos de diplomas legais necessários ao funcionamento do sector de petróleo, bem como dar parecer sobre projectos de legislação e regulamentação propostos por outros organismos ou entidades;
e) Regular as actividades relativas às operações petrolíferas de modo a garantir que sejam desenvolvidas de forma a melhor servir e contribuir para o desenvolvimento económico e social do país;
f) Promover a livre concorrência, prevenir e tomar medidas necessárias contra práticas anti concorrenciais e abusos de posição dominante;
g) Implementar na sua esfera de atribuições a política nacional do sector de petróleo;
h) Preparar e realizar concursos públicos para atribuição de concessões e celebração de outros contratos inerentes às operações petrolíferas;
i) Emitir parecereis sobre a atribuição, renovação é alteração de concessões para a operação dos recursos petrolíferos;
j) Fiscalizar a qualidade dos serviços prestados pelos agentes económicos envolvidos nas operações petrolíferas;

k) Fiscalizar o cumprimento dos termos e obrigações emergentes dos contratos d e concessão, bem como a observância das disposições legais e regulamentares aplicáveis;
l) Proceder à divulgação do quadro regulamentar em vigor, na esfera da sua competência e dos direitos e obrigações dos operadores;
m) Desenvolver as acções necessárias tendentes à declaração de utilidade pública para fins de desapropriação e servidão administrativa das áreas para realização de operações petrolíferas;
n) Fiscalizar e supervisionar a actividade dos agentes económicos envolvidos nas operações petrolíferas e no cumprimento das respectivas disposições legais e regulamentares, bem como a aplicação das correspondentes sanções.

Artigo 5
(Inspecção)

1. Sem prejuízo de outros poderes conferidos por lei e outras normas aplicáveis, o INP deve, no âmbito das suas competências e atribuições, inspeccionar os locais, edifícios e instalações onde se realizem operações petrolíferas, devendo ainda observar a execução das operações petrolíferas e inspeccionar todos os bens, registos e dados na posse do operador.
2. Em função do resultado das inspecções realizadas no âmbito do número anterior, o INP poderá propor o cancelamento ou alteração das concessões ou de outros contratos.

CAPÍTULO II
Órgãos do INP

Artigo 6
(Órgãos)

1. São órgãos do INP:
a) O Conselho de Administração;
b) O Conselho Fiscal;
c) Conselho de Direcção.
2. O Conselho de Administração criará órgãos de apoio e de consulta técnica ou de qualquer outra natureza, permanentes ou temporários, necessários ao funcionamento do INP.

SECÇÃO I
Conselho de Administração

Artigo 7
(Composição e Nomeação)

1. O INP é dirigido por um Conselho de Administração composto por um mínimo de três« um máximo de cinco membros, todos eles executivos, que exercerão a sua actividade em regime de exclusividade.
2. Os membros do Conselho de Administração deverão ser pessoas de reconhecida idoneidade, conhecimento técnico e experiência em matérias relevantes no âmbito das atribuições e competências do INP.
3. O Presidente do Conselho de Administração é nomeado e exonerado pelo Conselho de Ministros, sob proposta do Ministro de tutela.
4. Cabe ao Ministro de tutela nomear e exonerar os restantes membros do Conselho de Administração, sob proposta do seu Presidente.

Artigo 8
(Mandato)

O mandato dos membros dó Conselho de Administração, incluindo o do seu Presidente é de cinco anos, renováveis.

Artigo 9
(Causas de cessação do mandato)

1. As causas de cessação do mandato são as seguintes:
   a) Termo do mandato;
   b) Morte ou incapacidade física permanente ou mental ainda que temporária;
   c) Renúncia;
   d) Aceitação de cargo ou prática de acto legalmente incompatível com o exercício das suas funções;
   e) Demissão como consequência de processo disciplinar ou criminal;
   f) Falta grave e indesculpável comprovadamente cometida pelo titular no desempenho das suas funções ou de qualquer obrigação inerente ao cargo;
   g) Condenação por crime, doloso em penas de prisão maior.
2. As incapacidades referidas na alínea b) do número anterior devem ser previamente comprovadas por junta médica.
3. A renúncia ao cargo de Presidente deverá ser apresentada, por escrito, ao Conselho de Ministros com conhecimento ao Ministro de tutela, com 60 dias de antecedência.
4. A renúncia dos restantes membros do Conselho de Administração deverá ser apresentada por escrito ao Ministro de tutela, com 30 dias de antecedência.

Artigo 10
(**Incompatibilidades e impedimentos)**

1. O exercício da actividade dos membros do Conselho de Administração, é incompatível com o exercício dos seguintes cargos:
   a) Deputado da Assembleia da República;
   b) Cargos de nomeação presidencial.
2. Constituem impedimentos para o exercício do cargo de membro do Conselho de Administração:
   a) Expulsão do aparelho de Estado;
   b) Condenação por crime doloso em pena de prisão maior.

Artigo 11
(Funcionamento)

1. O Conselho de Administração reúne-se mensalmente em sessões ordinárias e, extraordinariamente, sempre que convocado pelo Presidente ou quando solicitado por pelo menos a maioria dos seus membros.
2. As reuniões do Conselho de Administração terão lugar na sede do INP ou em local determinado na respectiva convocatória.
3. As reuniões ordinárias são convocadas com uma antecedência mínima de sete dias, com indicação da agenda.
4. As decisões do Conselho de Administração devem ser aprovadas por maioria de votos dos membros presentes, tendo o Presidente voto de qualidade em caso de empate.
5. O Conselho de Administração só pode deliberar estando presentes a maioria dos seus membros ou, no caso de os mesmos serem em número par, estando presente o Presidente, sendo as deliberações vinculativas para toda a instituição.
6. As deliberações do Conselho de Administração constarão sempre de acta a ser aprovada e assinada por todos os membros após o encerramento da reunião.
7. As reuniões do Conselho de Administração podem ser públicas, desde que anunciadas no jornal de maior circulação e quando os assuntos a tratar forem de interesse imediato do público.
8. O INP obriga-se pelas assinaturas do Presidente do Conselho de Administração e de mais um administrador.

Artigo 12
(Competência do Conselho de Administração)

1. O Conselho de Administração, tem as seguintes competências:
   a) Emitir parecer sobre as propostas de políticas, legislação e regulamentação submetidas ao Ministro de tutela;
   b) Publicar normas e padrões necessários à prossecução do objecto e funcionamento do INP;
   c) Aprovar os planos de actividade anuais e plurianuais;
   d) Aprovar os planos financeiros anuais e plurianuais, incluindo os orçamentos do INP;
   e) Aprovar os valores a serem pagos, pelos serviços prestados pelo INP;
   f) Contratar auditores externos;
   g) Aprovar a aquisição ou venda de bens móveis e imóveis e abrir contas bancárias, nos termos da lei;
   h) Apreciar e aprovar o balanço e contas referentes ao ano fiscal anterior;
   i) Propor a emissão, renovação, alteração ou cancelamento de concessões e outros contratos;
   j) Propor as carreiras profissionais e o quadro de pessoal do INP;
   k) Aprovar um plano de recursos humanos e os níveis e ajustes de remuneração;
   l) Definir a estrutura orgânica do INP, que deve constar no regulamento interno.
2. No desempenho das suas funções, o Conselho de Administração elabora, negoceia e propõe a celebração de contratos inerentes às operações petrolíferas.
3. O Conselho de Administração pode delegar poderes no âmbito das suas competências.

Artigo 13
(Competências do Presidente do Conselho de Administração)

1. São competências do Presidente do Conselho de Administração:
   a) Coordenar e dirigir a actividade do Conselho de Administração;
   b) Convocar e presidir as sessões do Conselho de Administração;
   c) Representar o INP, salvo quando a lei exija outra forma de representação.
2. Em caso de impedimento, o Presidente do Conselho de Administração é substituído por um dos membros do Conselho de Administração por si designado.

SECÇÃO II
Conselho Fiscal

Artigo 14
(Composição)

O Conselho Fiscal é um órgão de fiscalização composto por três membros, sendo um presidente e dois vogais.

Artigo 15
(Nomeação)

Os membros do Conselho Fiscal são nomeados por despacho do Ministro de tutela, ouvido o Ministro que superintende a área das finanças.

Artigo 16
(Mandato)

O mandato dos membros do Conselho Fiscal é estabelecido por períodos de cinco anos, renováveis.

Artigo 17
(Funcionamento)

1. O Conselho Fiscal reúne-se mediante convocação formal do seu Presidente, mensalmente e extraordinariamente sempre que se mostre necessário ou a pedido da maioria dos seus membros ou do Presidente do Conselho de Administração.

2. As deliberações do Conselho Fiscal são tomadas por maioria dos votos expressos, incluindo o do Presidente, tendo este voto de qualidade.
3. O Conselho Fiscal far-se-á assistir por auditores externos, correndo os respectivos custos por conta do INP.

Artigo 18
(Competências específicas)

Compete designadamente ao Conselho Fiscal:
a) Fiscalizar a regularidade do funcionamento de outros órgãos;
b) Acompanhar a execução dos planos financeiros anuais e plurianuais;
c) Examinar a contabilidade e a execução dos orçamentos;
d) Emitir parecer sobre o balanço e relatório de contas anuais;
e) Fiscalizar os actos de administração praticados pelo Conselho de Administração.

SECÇÃO III
Conselho de Direcção

Artigo 19
(Composição e organização)

1. O Conselho de Direcção é um órgão de natureza técnica, composto por Directores de Serviços, directamente subordinados ao Conselho de Administração, sendo nomeados em regime de exclusividade.
2. As Direcções de serviços do INP são as seguintes:
a) Avaliação de Recursos;
b) Centro de Dados;
c) Fiscalização e Segurança;
d) Projectos e Desenvolvimento.

CAPÍTULO III
Receitas e Despesas

Secção II
Receitas e encargos do INP

Artigo 20
(Receitas)

1. São receitas do INP:
a) Os fundos resultantes do apoio institucional e treinamento previstos nos contratos;
b) Os fundos resultantes da disponibilização e processamento de dados;
c) Os bónus de assinatura;
d) Percentagem do Bónus de produção, a fixar nos respectivos contratos de concessão;
e) Percentagem de Partilha de Produção, a fixar nos respectivos contratos de concessão;
f) 50% do produto da aplicação de multas;
g) As taxas que lhe forem consignadas nos termos da lei;
h) As taxas cobradas pela homologação de equipamentos;
i) O produto da venda de material ou equipamento obsoleto ou da alienação de outros bens patrimoniais;
j) Outras taxas que os Ministros que superintendem as áreas de Petróleo e Finanças possam vir a consignar-lhe;
k) Quaisquer outras receitas, rendimentos ou valores que provenham da actividade do INP ou que por lei ou contrato lhe venham a pertencer ou a ser atribuídos, como quaisquer doações, subsídios ou outras formas de apoio financeiro;
l) Os subsídios do Orçamento do Estado.

2. O INP poderá contrair empréstimos mediante prévia autorização a ser concedida pelo Ministro que superintende a área de Petróleos ouvido o que superintende a área das Finanças.

Artigo 21
(Despesas)

São despesas do INP:

a) Os encargos resultantes do respectivo funcionamento no exercício das suas atribuições e competências;
b) Os custos de aquisição, manutenção e conservação dos bens, equipamentos ou serviços;
c) Os encargos resultantes dos estudos e investigações.

CAPÍTULO IV
Fiscalização

Artigo 22
(Auditoria interna)

1. O INP dispõe de uma auditoria interna subordinada a o Presidente do Conselho de Administração.
2. À auditoria interna compete inspeccionar actividades:
a) Do INP;
b) Das suas representações;
c) Dos consultores contratados pelo INP;
d) Dos projectos do INP.
3. Compete ainda à auditoria interna:
a) Realizar auditorias técnicas e financeiras dos órgãos executivos, nos termos da legislação e normas em vigor;
b) Realizar auditorias técnicas e financeiras aos projectos para determinar a qualidade dos trabalhos, o cumprimento das especificações e cláusulas dos contratos;
c) Propor medidas correctivas de quaisquer irregularidades ao Presidente do Conselho de Administração do INP;
d) Monitorar a correcção das irregularidades de acordo com as decisões do Conselho de Administração do INP;
e) Monitorar as medidas e propostas dos auditores externos;
f) Dar pareceres técnicos sobre as propostas de novos sistemas para o INP e seus órgãos;
g) Elaborar relatórios trimestrais e anuais com propostas para melhorar a eficiência do INP e dos seus órgãos.

Artigo 23
(Contas)

1. Ao INP são aplicáveis as regras e disposições vigentes relativas aos princípios metodológicos de gestão orçamental é contabilística de instituições dotadas de autonomia administrativa, financeira e patrimonial.
2. A contabilidade do INP deve obedecer as normas de contabilidade pública.
3. A contabilidade do INP será sujeita a uma auditoria anual, cujo relatório será parte integrante do relatório anual.

Artigo 24
(Relatório anual)

1. O Conselho de Administração submeterá à apreciação do Ministro de tutela e mandará publicar no final de cada ano fiscal, o relatório anual das suas actividades.
2. O relatório anual inclui extractos financeiros anuais, e será auditado por auditores independentes.

Artigo 25
(Julgamento de contas)

As contas do INP respeitantes a cada ano fiscal serão submetidas a julgamento do Tribunal Administrativo pelo Conselho de Administração.

CAPÍTULO V
Disposições Finais

Artigo 26
(Pessoal)

1. O pessoal do INP rege-se, conforme os casos, pelas normas aplicáveis aos funcionários do Estado ou pelas que resultem dos respectivos contratos.
2. Os funcionários do Estado podem exercer funções no INP, em regime de destacamento, mantendo os direitos adquiridos a data do seu destacamento.

Artigo 27
(Remunerações)

1. As remunerações e regalias dos membros dos órgãos sociais do INP, serão fixadas por despacho conjunto dos Ministros que superintende a áreas de petróleos e finanças.
2. As remunerações e regalias do pessoal do INP, serão fixadas pelo Conselho de Administração, mediante parecer favorável do Conselho Fiscal.

Artigo 28
(Regulamento interno)

O Ministro de tutela aprovará o Regulamento Interno do INP no prazo de noventa (90) dias após a publicação do presente Estatuto.

13. RESOLUÇÃO Nº 25/2016 DE 3 DE OUTUBRO, MODELO DO CONTRATO DE CONCESSÃO DE PESQUISA E PRODUÇÃO DOS PETRÓLEOS (CCPP OU EPCC)

CONTRATO DE CONCESSÃO DE PESQUISA E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

ENTRE

O GOVERNO DA REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE

E

ABC

E

XYZ

E

ENH

PARA

ÁREA DO CONTRATO DE CONCESSÃO [……]

Anexos

Anexo "A" Descrição da Área do Contrato de Concessão
Anexo "B" Mapa da Área do Contrato de Concessão
Anexo "C" Procedimentos Contabilísticos e Financeiros
Anexo "D" Garantia Bancária
Anexo "E" Garantia da Empresa Mãe
Anexo "F" Acordo de Operações Conjuntas

Partes

Este Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção ("CCPP") é celebrado em _____ de _____ de 20[…] de acordo com a legislação aplicável entre:

O GOVERNO DA REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE, doravante designado por "o Governo", aqui representado pelo Ministro dos Recursos Minerais e Energia; e

"[ABC]", sociedade constituída nos termos das leis da República de Moçambique, doravante designada por"[abc]", aqui representada pelo representante designado; e

["…"], sociedade constituída nos termos das leis da República de Moçambique, doravante designada por "[…]", aqui representada pelo representante designado; e

Empresa Nacional de Hidrocarbonetos E.P, empresa pública constituída de acordo com as leis da República de Moçambique, doravante designada por "ENH", aqui representada pelo seu Presidente do Conselho de Administração.

" [abc] ", […..] e a ENH serão doravante designadas por "as Concessionárias" ou individualmente como "Concessionária" conforme adequado. As Concessionárias e o Governo serão doravante conjuntamente designados por "as Partes "e individualmente como "Parte"

Preâmbulo

CONSIDERANDO QUE, a legislação aplicável estabelece que todos os recursos petrolíferos no solo e no subsolo terrestre, no leito das águas interiores e do mar territorial, na zona económica exclusiva e na plataforma continental, são propriedade da República de Moçambique;

CONSIDERANDO QUE, para os devidos efeitos este CCPP foi concedido através de um concurso regido pela legislação aplicável;

CONSIDERANDO QUE, nos termos da legislação aplicável, o Governo tem competência para assegurar a implementação da política de Operações Petrolíferas e que, para efeitos deste CCPP, designou o Ministério dos Recursos Minerais e Energia, doravante designado por "MIREME", para exercer, conforme aqui seguidamente se especifica, determinadas funções em representação do Governo;

CONSIDERANDO QUE, o Governo deseja atribuir à abc, ["…."] e à ENH o direito de realizarem actividades de Pesquisa, Desenvolvimento e Produção de Petróleo em certas áreas sujeitas à jurisdição da República de Moçambique;

CONSIDERANDO QUE, a Concessionária está disposta, sob determinados termos e condições estipulados na legislação aplicável, a realizar actividades de Pesquisa, Desenvolvimento e Produção de Petróleo na Área do Contrato de Concessão, e possuem para esse efeito adequados recursos financeiros e competência técnica;

CONSIDERANDO QUE, a Lei dos Petróleos estabelece que as actividades de Pesquisa, Desenvolvimento e Produção de Petróleo devem ser exercidas ao abrigo de uma concessão;

ASSIM, NESTES TERMOS, é concluído o seguinte:

Artigo 1
(Documentos Contratuais)

1.1 O CCPP é constituído por este corpo principal e pelos seguintes Anexos, os quais dele fazem parte integrante:

Anexo "A" Descrição da Área do Contrato de Concessão
Anexo "B" Mapa da Área do Contrato de Concessão
Anexo "C" Procedimentos Contabilísticos e Financeiros
Anexo "D" Modelo de Garantia Bancária
Anexo "E" Garantia da empresa mãe
Anexo "F" Acordo de Operações Conjuntas

1.2 Condicionado à conclusão do CCPP, as Concessionárias apresentarão um acordo de operações conjuntas assinado conforme estipulado no Anexo F, cuja aprovação do Governo constitui uma condição nos termos deste CCPP.

1.3 Em caso de conflito entre o disposto no corpo principal do CCPP e o disposto nos seus Anexos, prevalecerão as disposições constantes do Corpo principal do CCPP.

Artigo 2
(Definições)

Salvo se o contexto indicar o contrário, as definições previstas na Lei dos Petróleos aplicável actualmente, Lei n° 21/2014 de 18 de Agosto e o Decreto n° 34/2015 de 31 de Dezembro, aplicam-se a este CCPP, conjuntamente com os termos e expressões utilizados neste CCPP, incluindo os respectivos Anexos, que terão os seguintes significados:

"**Cessionário Autorizado**" significa, para efeitos deste artigo, o Governo ou uma Pessoa Moçambicana integralmente detida e controlada pelo Governo e/ou a ENH. EP.

"**Data Efectiva**" significa o primeiro dia do mês seguinte à data em que as condições previstas no artigo 3.2 estiverem preenchidas.

"**FOB**" conforme definido nos INCOTERMS 2010.

"**Gás Natural Liquefeito**" ou "GNL", significa gás natural previamente processado em estado liquido abaixo do seu ponto de abolição a pressão atmosférica ou nesse ponto. "**Imposto sobre a Produção de Petróleo**" significa o Imposto sobre a Produção de Petróleo conforme definido na lei aplicável.

"**INP**" significa o Instituto Nacional de Petróleo, entidade reguladora responsável pela administração e promoção da Operações Petrolíferas na República de Moçambique.

"**Interesse Participativo**" significa a participação expressa em termos percentuais, conforme melhor descrito no artigo 3.2, de cada Concessionária nos direitos, privilégios, deveres e obrigações emergentes deste CCPP, e uma sociedade não incorporada estabelecida pelo acordo de operações conjuntas.

"**Interesse Participativo do Estado**" significa a porção do Interesse Participativo pertencente a uma entidade que detêm tal porção em nome do Estado.

"**MIREME**" significa o Ministério que superintende a área dos petróleos na República de Moçambique.

"**Operações Petrolíferas Exclusivas**" significam as Operações Petrolíferas realizadas nos termos da legislação aplicável e deste CCPP que são imputáveis à conta, benefícios e responsabilidade de parte das Concessionárias ao abrigo deste CCPP.

"**Pessoa**" significa qualquer pessoa singular ou sociedade, associação, "*partnership*", "*joint venture*" ou entidade que seja considerada uma entidade jurídica nos termos da lei moçambicana ou da lei do país de acordo com a qual se rege essa sociedade, associação, "*partnership*", "*joint* venture" ou entidade.

"**Pessoal Expatriado**" significa qualquer trabalhador de qualquer Concessionária, de uma Empresa Afiliada de qualquer dessa Concessionária ou de qualquer Subcontratado, que não seja cidadão da República de Moçambique e cujo contrato de trabalho preveja o pagamento ou o reembolso do custo das suas viagens para e a partir da República de Moçambique.

"**Período de Desenvolvimento e Produção**" significa o período concedido às Concessionárias para a condução de Operações Petrolíferas ao abrigo de um Plano de Desenvolvimento aprovado pelo Governo.

"**Produção Comercial**" significa a Produção de Petróleo e a entrega do mesmo no Ponto de Entrega, ao abrigo de um programa de produção e venda, conforme estabelecido num Plano de Desenvolvimento e suas eventuais alterações.

Subcontratado" significa qualquer Pessoa à excepção do Operador, cujos serviços sejam contratados por uma ou múltiplas Concessionárias para executar qualquer parte das Operações Petrolíferas.

Artigo 3
(Direitos Contratuais e sua Duração)

3.1 O presente CCPP é uma concessão atribuída nos termos da Lei dos Petróleos, actualmente Lei n.º 21/2014, de 18 de Agosto e do Regulamento das Operações Petrolíferas aprovado pelo Decreto n.º 34/2015, de 31 de Dezembro, que:

(a) autoriza o exercício de certas actividades de Pesquisa, Desenvolvimento e Produção de Petróleo numa Área do Contrato de Concessão aqui definida;

(b) confere a cada Concessionária, sujeito à lei aplicável e nos termos e condições estabelecidos neste CCPP, o direito exclusivo de realizar Operações Petrolíferas

com vista à produção de Petróleo a partir de recursos provenientes de um ou mais Depósitos de Petróleo dentro dos limites da Área do Contrato de Concessão.

3.2 (a) antes da verificação da respectiva Data Efectiva, este CCPP terá que ser aprovado pelo Conselho de Ministros, os acordos a ele pertencentes terão que ser assinados por cada Concessionária, e terá de ser obtido o visto do Tribunal Administrativo.

(b) na Data Efectiva, os Interesses Participativos são:

[Abc] percentagem %
[ENH] percentagem %
[….] percentagem %

3.3 Os direitos e obrigações das Concessionárias terão início na Data Efectiva e subsistirão:

(a) durante o Período de Pesquisa; e
(b) nos termos e condições aqui em seguida previstos e durante o Período de Desenvolvimento e Produção;

contudo, as obrigações das Concessionárias que se tenham constituído ao abrigo do presente CCPP antes do termo de qualquer subperíodo do Período de Pesquisa relevante ou de um Período de Desenvolvimento e Produção aplicável, não obstante o presente CCPP ter cessado de acordo com a legislação aplicável ou com os respectivos termos e condições, continuarão a vincular as Concessionárias pelo período previsto na lei aplicável e, para efeitos de qualquer disputa a este respeito, o disposto no artigo 26 permanecerá aplicável.

3.4 O primeiro subperíodo do Período de Pesquisa começará na Data Efectiva e, a menos que este CCPP cesse mais cedo de acordo com os seus termos, prosseguirá por um período de [….] (…….) meses.

3.5 Caso as Concessionárias decidam transitar a um subperíodo do Período de Pesquisa, deverão fazê-lo por meio de notificação dirigida ao MIREME para esse efeito. A referida notificação tem de ser apresentada pelo menos 30 (trinta) dias antes da data de caducidade do primeiro subperíodo do Período de Pesquisa ou da data em que qualquer subperíodo subsequente do Período de Pesquisa vier de outra forma a caducar. Desde que as Concessionárias tenham cumprido, ou se considere que tenham cumprido, as suas obrigações nos termos do primeiro e subsequentes subperíodos do Período de Pesquisa, as Concessionária terão direito:

(a) no final do primeiro subperíodo do Período de Pesquisa, a um segundo subperíodo de [……] (……) meses;
(b) No final do segundo subperíodo do Período de Pesquisa, a um terceiro subperíodo […..] (……..) meses;
(c) aos direitos previstos no artigo 3.6; e
(d) aos períodos adicionais que venham a ser necessários para efeitos da aplicação do artigo 22.4 relativo a força maior.

3.6 Os direitos e obrigações ao abrigo deste CCPP serão mantidos nas seguintes situações:

(a) Quando as Concessionárias, nos termos da legislação aplicável e deste CCPP, tenham notificado o INP da realização de uma **Descoberta**, os direitos e obrigações ao abrigo deste CCPP não se extinguirão, relativamente à **Área de Descoberta** a que a **Descoberta** se refere, se um **Programa de Avaliação** for submetido atempadamente ao INP.
(b) Em casos que o INP tenha aprovado um **Programa de Avaliação** os direitos e obrigações ao abrigo deste CCPP não deverão extinguir-se em relação a **Área de Descoberta** à qual o programa de avaliação se refere desde que o relatório da avaliação para tal descoberta seja submetido atempadamente ao INP.
(c) Quando as Concessionárias, nos termos da legislação aplicável e deste CCPP tenha submetido o relatório de avaliação, atempadamente, os direitos e obrigações ao abrigo deste CCPP não se extinguirão, relativamente à **Área de Descoberta** a que esse relatório de avaliação se refere até que atempadamente submetam uma **Declaração de Comercialidade**.
(d) Quando nos termos da legislação aplicável, se tenha iniciado um **Período de Avaliação Comercial** referente a uma **Descoberta** de **Gás Natural não-**

associado, os direitos e obrigações ao abrigo deste CCPP não se extinguirão, relativamente à **Área de Descoberta** a que essa **Descoberta** se refere, enquanto perdurar o referido **Período de Avaliação Comercial**.

(e) Quando as Concessionárias, nos termos da lei aplicável e deste CCPP, tenham submetido atempadamente uma **Declaração de Comercialidade**, os direitos e obrigações das Concessionárias em relação a qualquer **Área de Desenvolvimento e Produção** aí definido à qual tal notificação se refere, deverão continuar até à data da aprovação pelo Governo do **Plano de Desenvolvimento** atempadamente submetido pelas Concessionárias.

3.7 Quando os direitos e obrigações ao abrigo deste CCPP tenham sido mantidos nos termos do n.º 3.6 do presente artigo e as Concessionárias **não tenham apresentado** em tempo oportuno a necessária notificação, programa, relatório, declaração ou plano de acordo com a legislação aplicável e este artigo, as Concessionárias não terão mais direitos na parte relevante da Área do Contrato de Concessão (Área (s) de Descoberta e/ou Área (s) de Desenvolvimento e Produção) nos termos do presente CCPP.

3.8 O período de Desenvolvimento e Produção terá início, relativamente a cada Área de Desenvolvimento e Produção, na data em que seja aprovado o Plano de Desenvolvimento para essa Área de Desenvolvimento e Produção nos termos da lei aplicável. O Período de Desenvolvimento e Produção deve, a menos que o presente CCPP cesse antes de acordo com os seus termos ou da lei aplicável, no que respeita à Área de Desenvolvimento e Produção subsistir por um Período de [……..] anos, e pelos períodos adicionais que venham a ser necessários para efeitos da aplicação do artigo 22.4.

Artigo 4
(Obrigações de Trabalho durante o Período de Pesquisa)

4.1 As Concessionárias devem cumprir com as suas obrigações de trabalho de Pesquisa, conforme o estipulado neste CCPP, salvo se de outra forma for estabelecido, ou pagar ao Governo as quantias fixadas neste artigo. As obrigações de trabalho de Pesquisa não podem ser realizadas como Operações Petrolíferas Exclusivas.

Apenas poderão ser conduzidas Operações Petrolíferas Exclusivas de Pesquisa, depois de cumpridas as obrigações de trabalho de Pesquisa ao abrigo deste CCPP.

4.2 O Período de Pesquisa será dividido em [….] subperíodos.

4.3 Durante o primeiro subperíodo do Período de Pesquisa de [.....] (……) meses, as Concessionárias conduzirão o seguinte programa de trabalhos de Pesquisa:

a) […. inserir a descrição do programa de trabalho de Pesquisa]
b) [… inserir a descrição do programa de trabalho de Pesquisa]
c) [……. inserir a descrição do programa de trabalho de Pesquisa]

Na eventualidade de incumprimento de qualquer parte das obrigações de trabalho de Pesquisa definidas neste artigo 4.3, e salvo no caso das excepções previstas neste artigo, o montante máximo de qualquer garantia a ser providenciada ou o montante máximo a ser pago pelas Concessionárias ao Governo para este subperíodo do Período de Pesquisa será de USD [……] (...de dólares dos Estados Unidos da América).

4.4 No caso de se seguir para um segundo subperíodo do Período de Pesquisa de [...] (……) meses, as Concessionárias conduzirão o seguinte programa de trabalhos de pesquisa:

(a) [… inserir a descrição do programa de trabalho de Pesquisa.]
(b) [……inserir a descrição do programa de trabalho de Pesquisa.]
(c) [……inserir a descrição do programa de trabalho de Pesquisa]
(d) [……inserir a descrição do programa de trabalho de Pesquisa]

Na eventualidade de incumprimento de qualquer parte das obrigações de trabalho de Pesquisa definida neste artigo 4.4, e salvo no caso das excepções previstas neste artigo, o montante máximo de qualquer garantia a ser providenciada ou o montante máximo a ser pago pelas Concessionárias ao Governo, para este sub-período do Período de Pesquisa será de USD [……] (...dólares dos Estados Unidos da América).

4.5 No caso de se seguir para um terceiro sub-período do Período de Pesquisa de [...] (……) meses, as Concessionárias conduzirão o seguinte programa de trabalhos de pesquisa:

(a) […inserir a descrição do programa de trabalho de Pesquisa.]
(b) […….]
(c) […….]

Na eventualidade de incumprimento de qualquer parte das obrigações de trabalho de Pesquisa definida neste artigo 4.5, e salvo no caso das excepções previstas neste artigo, o montante máximo de qualquer garantia a ser providenciada ou o montante máximo a ser pago pelas Concessionárias para ao Governo, para este subperíodo do Período de Pesquisa será de USD [……] (....dólares dos Estados Unidos da América).

4.6 Se um Poço que faça parte das obrigações de trabalho de Pesquisa previsto nos artigos 4.3,e 4.4 e 4.5 for abandonado por qualquer motivo para além dos especificados no artigo 4.7 deste CPPP, antes de se atingirem os objectivos definidos para esse Poço, as Concessionárias perfurarão um Poço substituto. Nesse caso, o sub-período do Período de Pesquisa em causa será prorrogado por um período de tempo razoável, com o qual o MIREME concorde, para permitir a perfuração e avaliação do Poço substituto.

4.7 Salvo se de outro modo for aprovado pelo MIREME, qualquer Poço que faça parte do programa de trabalhos de Pesquisa previsto nos artigos 4.3, 4.4 e 4.5 será perfurado até à profundidade definida nesses artigos, a menos que, antes de atingir tal profundidade:

(a) a continuação da perfuração represente um perigo óbvio, na opinião razoável das Concessionárias, devido a situações como, mas sem a isso se limitar, existência de pressão anormal ou perdas excessivas de lama de perfuração;
(b) sejam encontradas formações impenetráveis;
(c) sejam encontradas formações contendo Petróleo que necessitem de protecção, impedindo por isso que as profundidades programadas sejam alcançadas; ou
(d) o MIREME concorde em pôr termo às operações de perfuração.

4.8 Em circunstâncias em que às Concessionárias seja permitido perfurar qualquer Poço nos termos do artigo 4.7 a uma profundidade inferior a indicada nos artigos 4.3, 4.4 e 4.5 considerar-se-á que as Concessionárias cumpriram com todas as suas obrigações de trabalho no que respeita ao Poço em causa.

4.9 Durante a perfuração de Poços de Pesquisa nos termos do presente CCPP, as Concessionárias, nos termos da legislação aplicável, manterão o MIREME informado do progresso de cada Poço, e deverão:

(a) tão cedo quanto razoavelmente possível, dar a conhecer ao INP qualquer proposta para testes de furo;
(b) testar horizontes potencialmente produtivos em termos comerciais, na opinião das Concessionárias após consulta ao MIREME, dentro da Área do Contrato de Concessão indicados através de diagrafias de cabos de aço ("*wirelinelogging*") ou por outros meios de avaliação de formações; e
(c) proceder prontamente a uma avaliação técnica dos resultados dos referidos testes e de todos os outros dados de subsolo relevantes, e apresentá-la ao MIREME assim que estiver concluída.

4.10 (a) Garantia Bancária para Obrigações de trabalhos de Pesquisa

As Concessionárias deverão, no prazo máximo de 30 (trinta) dias após a Data Efectiva, e antes do primeiro dia de cada subperíodo do Período de Pesquisa subsequente, prestar, de forma substancialmente idêntica ao modelo constante do Anexo "D", uma garantia bancária incondicional e irrevogável correspondente ao montante para o cumprimento do programa de trabalhos de Pesquisa para o subperíodo do Período de Pesquisa relevante, conforme possam ter sido reduzidas nos termos do artigo 4.11.

(b) Garantia da Empresa-Mãe

Sem prejuízo da responsabilidade solidária das Concessionárias, cada Concessionária deverá, no prazo máximo de 30 (trinta) dias após a Data Efectiva deste CCPP prestar, de forma substancialmente idêntica ao modelo constante do Anexo "E", uma garantia incondicional e irrevogável da Empresa-Mãe, aceitável para o MIREME, correspondente a todas as suas obrigações nos termos deste CCPP, que estejam para além do âmbito da garantia Bancária para as obrigações de trabalhos de Pesquisa. Um incumprimento das obrigações do fiador nos termos da garantia da empresa-mãe constituirá um incumprimento das obrigações das Concessionárias ao abrigo deste CCPP.

4.11 O montante de qualquer garantia bancária prestada nos termos do artigo 4.10 (a) será reduzido pelas Concessionárias no cumprimento das suas obrigações nos termos dos artigos 4.3 e 4.4 e 4.5, conforme descrito a seguir:

(a) Durante o primeiro subperíodo do Período de Pesquisa:

- […….] USD até completar as obrigações de trabalho de Pesquisa dispostos no artigo 4.3. a);
- ..... 4.3.b)

Durante o segundo subperíodo do Período de Pesquisa:

- […….] USD até completar as obrigações de trabalho de Pesquisa dispostos no artigo 4.4. a);
- .....4.4.b)

Durante o terceiro subperíodo do Período de Pesquisa:

- [……] USD até completar as obrigações de trabalho de Pesquisa dispostos no artigo 4.5.a);
- .....4.5.b)

4.12 Se, no termo do primeiro subperíodo do Período de Pesquisa ou de subsequentes subperíodos de Pesquisa, as obrigações de trabalho de Pesquisa a serem cumpridas pelas Concessionárias durante esse subperíodo, nos termos dos artigos 4.3, 4.4 e 4.5, forem consideradas pelo INP como não cumpridas, o INP notificará as Concessionárias e, a não ser que o montante total do remanescente não despendido seja pago pela Concessionária no prazo de 30 (trinta) dias após tal notificação, o INP accionará a referida garantia bancária para obrigações de trabalhos de Pesquisa para pagamento, ao abrigo da mesma, do montante total do custo para o cumprimento do compromisso das obrigações de trabalho de Pesquisa remanescentes relativas a tal subperíodo.

4.13 No caso de o número de Poços perfurados para efeitos de Pesquisa pelas Concessionárias e/ou e a quantidade de dados sísmicos adquiridos durante qualquer subperíodo de Pesquisa exceder o número de Poços e/ou de dados sísmicos previstos nas obrigações de trabalho para esse subperíodo, conforme estabelecido nos artigos 4.3e 4.4, o número de Poços de Pesquisa adicionais perfurados e/ou dados sísmicos adquiridos pelas Concessionárias durante tal subperíodo de Pesquisa poderá ser transportado e considerado como trabalho empreendido pelas Concessionárias em cumprimento das suas obrigações de perfuração de Poços de Pesquisa e/ou de aquisição de dados sísmicos durante o subperíodo do Período de Pesquisa subsequente. Se em virtude do disposto neste artigo, as obrigações de trabalho das Concessionárias para qualquer período, conforme especificado nos artigos 4.4, e 4.5 tiverem sido por elas integralmente cumpridas antes desse período começar, as Concessionárias, após consulta com o MIREME, adoptarão um programa de trabalhos para esse subperíodo de forma a assegurar a continuidade das Operações Petrolíferas na Área do Contrato de Concessão durante esse subperíodo do Período de Pesquisa.

4.14 Para além do previsto nesses artigos, nada nos artigos 4.12 ou 4.13 será lido ou interpretado no sentido de extinguir, adiar ou alterar qualquer obrigação das Concessionárias de realizar qualquer programa de trabalhos de Pesquisa, incluindo prospecção sísmica ou perfuração de Poços de Pesquisa nos termos deste artigo.

4.15 Nem os Poços de Avaliação nem os levantamentos sísmicos realizados nos termos de um Programa de Avaliação elaborado nos termos da legislação aplicável, nem as despesas incorridas pelas Concessionárias durante a realização desse Programa de Avaliação, serão considerados como constituindo cumprimento, integral ou parcial, das obrigações de trabalho de Pesquisa estabelecidas nos artigos 4.3, 4.4 e 4.5.

4.16 No prazo de 60 (sessenta) dias a contar da Data Efectiva e, daí em diante, enquanto decorra o Período de Pesquisa, e com uma antecedência não inferior a 90 (noventa) dias em relação ao final de cada ano civil ou noutros prazos que venham a ser aprovados previamente pelo INP, as Concessionárias elaborarão com pormenor e apresentarão ao INP um programa e um orçamento dos trabalhos de Pesquisa para a restante parte do ano civil, ou para o (s) ano (s) civil (s) subsequentes, e uma proposta de estrutura organizativa das Concessionárias para a realização de Operações de Pesquisa na Área do Contrato de Concessão.

4.17 Os programas de orçamento e de trabalhos de Pesquisa elaborados pelas Concessionárias deverão ser consistentes com as obrigações nos termos deste CCPP e descreverão as Operações Petrolíferas que as Concessionárias se propõem executar durante a restante parte do ano civil e para o(s) ano(s) subsequente(s). As Concessionárias considerarão quaisquer recomendações apresentadas pelo INP relacionadas com o programa e o orçamento e, após efectuar as alterações aos mesmos que as Concessionárias considerem adequadas, apresentarão o programa e o orçamento de trabalhos de pesquisa ao INP para fins informativos.

4.18 As Concessionárias podem, em qualquer momento, alterar o programa e o orçamento de trabalhos de Pesquisa apresentados nos termos do artigo 4.16 e 4.17 contanto que o programa e o orçamento de trabalhos alterados sejam:

(a) elaborados com pormenor submetidos ao INP, após as Concessionárias terem procedido às alterações apropriadas para ter em conta quaisquer recomendações feitas pelo INP; e

(b) consistentes com as obrigações das Concessionárias nos termos deste artigo.

Artigo 5
(Condução das Operações Petrolíferas)

5.11 Tratando-se de mais de uma Concessionária, qualquer obrigação nos termos deste CCPP deve ser uma obrigação solidária de todas as Concessionárias, excepto para as obrigações que ao abrigo da legislação aplicável ou deste CCPP constituam uma obrigação individual.

5.2 [……..] deve ser o operador. Nenhuma mudança do Operador terá efeito a não ser que tenha sido previamente aprovada pelo MIREME.

5.3 Cada Concessionária deve, dentro do prazo especificado pela lei aplicável, estabelecer e manter uma organização competente, com pessoal suficiente, autorizada e capaz de gerir de forma independente em Moçambique todos os aspectos deste CCPP e Operações Petrolíferas relacionadas ou decorrentes deste CCPP.

Artigo 6
(Descoberta Comercial e Desenvolvimento)

6.1 As Concessionárias devem, nos termos da legislação aplicável, submeter ao MIREME para consideração e aprovação do Governo um Plano de Desenvolvimento relativo a uma proposta de Área de Desenvolvimento e Produção para uma ou mais Descobertas, por forma a incluir numa única área, na medida em que os limites da Área do Contrato de Concessão o permitam, toda a área do Depósito ou Depósitos de Petróleo relativamente aos quais haja sido feita uma Declaração de Comercialidade. O MIREME deverá, dentro de doze (12) meses contados a partir da recepção da proposta de Plano de Desenvolvimento submetido pela Concessionária, pronunciar-se sobre o mesmo.

6.2 Se a Produção Comercial de Petróleo não tiver começado dentro de um prazo especificado num Plano de Desenvolvimento aprovado, a contar da data em que o Plano de Desenvolvimento seja aprovado, os direitos e obrigações das Concessionárias sobre a Área de Desenvolvimento e Produção a que a Descoberta se refere extinguir-se-ão, como se a referida área tivesse sido objecto de renúncia nos termos da lei aplicável. O referido prazo poderá ser prorrogado:

(a) por qualquer período necessário para iniciar a Produção Comercial, nos casos em que as Concessionárias tenham iniciado imediatamente a implementação do Plano de Desenvolvimento após a respectiva aprovação e tenha continuado a implementar o Plano de Desenvolvimento de forma diligente, mas no termo do prazo de período indicado neste artigo 6.2, não tenham ainda iniciado a Produção Comercial; ou

(b) pelo período de tempo em que o início da Produção Comercial tenha sido retardado por falta de alguma aprovação ou autorização necessária, a obter do Governo ou de qualquer organismo estatal, depois de iniciada a implementação do Plano de Desenvolvimento e antes do início da Produção Comercial, desde que tal início tardio não seja imputável a actos ou omissões que se enquadrem, segundo critérios de razoabilidade, no controlo das Concessionária; ou

(c) por qualquer período que seja necessário para efeitos da aplicação do artigo 22.4.

Artigo 7
(Renúncia de Áreas)

Quando no final de um subperíodo de Pesquisa as Concessionárias notificarem que pretendem transitar para um subperíodo subsequente, estas devem renunciar aos seus direitos nos termos das regras de abandono de áreas na legislação aplicável relativamente a uma parte da Área do Contrato de Concessão, de forma a que:

a) No início do segundo subperíodo de Pesquisa de [….] meses, relativamente a uma parte da Área do Contrato de Concessão, de forma que a área retida, com exclusão da já compreendida numa Área de Desenvolvimento e Produção ou numa Área de Descoberta, não exceda cinquenta por cento (50 %) da Área do Contrato de Concessão na Data Efectiva;
b) No início do terceiro subperíodo de Pesquisa, relativamente a uma parte da Área do Contrato de Concessão remanescente de forma que a área retida com exclusão da já compreendida em Áreas de Desenvolvimento e Produção ou ou/em Áreas de Descoberta, não exceda vinte e cinco por cento (25%) da Área do Contrato de Concessão na Data Efectiva; e
c) No final do Período de Pesquisa, nos termos da legislação aplicável.

Artigo 8
(Exportação de Documentos e Amostras)

Sujeito aos termos da legislação aplicável e da aprovação do INP, cada Concessionária poderá exportar documentos, amostras, e ou outros materiais que constituam Documentação para o processamento ou exame ou análise laboratorial, desde que amostras equivalentes em dimensão e qualidade ou, cópias de qualidade equivalente tenham primeiro sido entregues ao INP.

Artigo 9
(Recuperação de Custos e Direito à Produção)

9.1 As Concessionárias devem suportar e pagar todos os custos em que incorram na execução das Operações Petrolíferas em que as Concessionárias participem, recuperando esses custos até o limite de 60% ("Petróleo de Custo"), na medida do permitido pelo disposto neste CCPP incluindo o Anexo "C" deste CCPP (doravante referidos como "Custos Recuperáveis"), e será remunerada exclusivamente pela atribuição às Concessionárias da titularidade sobre quantidades de Petróleo de acordo com os termos do Regime Especifico de Tributação e de Benefícios da Operações Petrolíferas (Lei n.º27/2014, de 23 Setembro), do respectivo Regulamento aprovado pelo (Decreto n.º 32/2015, de 31 de Dezembro), e do Código do IRPC.

9.2 (a) Para efeitos de o Governo ou a Concessionária poderem optar por receber o Petróleo Lucro em espécie, as Concessionárias deverão, para efeitos contabilísticos e de elaboração de relatórios, registar separadamente o Petróleo de Custo:

i. relativamente a cada Área de Desenvolvimento e Produção, e
ii. sob a forma líquida e gasosa, e proporcionalmente aos volumes de Petróleo Produzido.

(b) Para efeitos deste CCPP ou da legislação aplicável, o Condensado será tomado sob a forma líquida "Petróleo Bruto" ou gasosa "Gás natural", consoante as suas características no Ponto de Entrega.

9.3 O **Petróleo de Custo** para qualquer trimestre, será calculado da forma acima enunciada, será aumentado:

(a) pelo montante de quaisquer contribuições feitas pelas Concessionárias para o Fundo de Desmobilização durante o trimestre em causa; e

(b) pelos custos incorridos pelas Concessionárias durante tal trimestre para implementar um Plano de Desmobilização aprovado, elaborado nos termos da legislação aplicável, salvo na medida em que esses custos tenham sido financiados através de levantamentos de Fundo de Desmobilização; e

(c) desde que em caso algum o Petróleo de Custo exceda 60 % do Petróleo Disponível.

9.4 Os custos, na medida do permitido pelo disposto no Anexo "C" deste CCPP, e sujeito ao disposto no artigo 9.6, serão recuperados a partir do Petróleo de Custo:

(a) relativamente aos custos imputáveis à Pesquisa, conforme se estipula no Anexo "C" deste CCPP (doravante designados por "Custos de Pesquisa"), pela recuperação do montante total no ano em que estes sejam incorridos ou no ano em que se inicie a Produção Comercial, consoante o ano mais tardio.

(b) relativamente ao montante das Despesas de Investimento em Desenvolvimento e Produção estipulado no Anexo "C" deste CCPP incorridas em cada ano:

b.1) quando financiadas com recurso a fundos próprios, a recuperação desse montante é feita à taxa de até o máximo de 25% (vinte e cinco por cento) por ano, numa base linear de amortização, com início no ano civil em que esse montante seja incorrido ou no ano civil em que se inicie a Produção Comercial, consoante o ano mais tardio.

b.2) quando financiadas com recurso a fundos alheios (empréstimos e suprimentos com juros), a recuperação desse montante é feita de acordo com o plano de pagamento de tais fundos alheios, alinhando o período de recuperação do capital financiado com o período de pagamento do respectivo capital e juros aos Financiadores, ou seja, conforme o plano de amortização acordado com os Financiadores.

9.5 Os custos, mencionados no artigo 9.4.c), incorridos pelas Concessionárias para implementar um Plano de Desmobilização, serão considerados, para efeitos do Imposto de Rendimentos de Pessoas Colectivas (IRPC), como custos operacionais de acordo com alínea e) do artigo 19 da Lei n.º27/2014, de 23 Setembro.

9.6 A quantidade de **Petróleo de Custo** a que a Concessionária tem direito em qualquer ano será estabelecida com base no valor do Petróleo Produzido durante esse ano, determinado de acordo com a lei aplicável e este CCPP.

9.7 O "**Petróleo-Lucro**" deverá será partilhado entre o Governo e a Concessionária de acordo com a seguinte escala:

Factor R	**Quota-parte do Governo**	**Quota-parte da Concessionária**
Inferior a 1	15 %	85 %
Igual ou superior a 1 e inferior a 1.5	25 %	75 %
Igual ou superior a 1.5 e inferior a 2	35 %	65 %
Igual ou superior a 2 e inferior a 2.5	50 %	50 %
Igual ou superior a 2.5	60 %	40 %

9.8 As Concessionárias, à excepção da ENH ou de um Cessionário Autorizado, devem pagar todos os custos devidamente incorridos de acordo com este CCPP relativamente ao Interesse Participativo do Estado (doravante designado por "Financiamento"), sujeito às seguintes condições:

(a) Caso um terceiro que não seja uma entidade detentora de um Interesse Participativo do Estado (Cessionário Autorizado) adquira um Interesse Participativo no CCPP de qualquer Concessionária que não seja uma entidade que detenha um Interesse Participativo do Estado, esse terceiro será obrigado a assumir uma parte proporcional do Financiamento.

(b) O Interesse Participativo do Estado integralmente ou parcialmente transferido para uma Cessionária não Autorizada, só se torna efectivo desde que todos os montantes devidos relativos ao interesse transferido e ainda não reembolsados a uma Concessionária sujeita a Financiamento tenham sido pagos pelo Cessionário não Autorizado às Concessionárias proporcionalmente aos seus respectivos Interesses Participativos. A porção de qualquer Financiamento futuro a ser pago por cada Concessionária sujeita a Financiamento, será calculado de acordo com a nova composição dos interesses Participativos das Concessionárias sujeitas a Financiamento.

(c) O Financiamento será limitado a todos os custos incorridos pela Concessionária no cumprimento das suas obrigações nos termos deste CCPP, até à data, inclusive, em que tenha sido aprovado o primeiro Plano de Desenvolvimento.

(d) O Financiamento será utilizado exclusivamente para pagamento de custos devidamente incorridos nos termos deste CCPP referentes ao Interesse Participativo do Estado. Salvo no caso de transmissão a um Cessionário Autorizado, a ENH não poderá ceder, directa ou indirectamente, os benefícios resultantes do Financiamento. Qualquer transmissão de um Interesse Participativo sujeito ao Financiamento carece do prévio consentimento, por escrito, do MIREME.

(e) A partir da data de início da Produção Comercial, a ENH. e qualquer entidade indicada pelo Governo para gerir a quota-parte da Participação do Estado procederão ao reembolso integrado Financiamento, em dinheiro ou espécie, às Concessionárias (à excepção da ENH ou de um Cessionário Autorizado). Tal reembolso será calculado como, e efectuado a partir do Petróleo de Custo da ENH ou do Cessionário Autorizado que tenha beneficiado do Financiamento. Todas as quantias resultantes do Financiamento devidas até à aprovação do primeiro Plano de Desenvolvimento vencem juros calculados em dólares dos Estados Unidos da América, contados trimestralmente sobre o capital em dívida, à taxa LIBOR acrescida de 1 (um) ponto percentual, a partir da data em que tais custos foram incorridos pelas Concessionárias (à excepção de um Cessionário Autorizado), até reembolso integral.

9.9 As Concessionárias poderão re-injectar Gás Natural que não tenha sido: (i) recolhido pelo Governo nos termos da legislação aplicável, (ii) usado para Operações Petrolíferas ou processado e vendido pelas Concessionárias, ou ainda recolhido para uso pelas Concessionárias, e os custos de tal re-injecção de gás natural serão custos recuperáveis. Relativamente aos custos operacionais imputáveis ás operações petrolíferas, estipuladas como Custos Operacionais no Anexo C deste CCPP (doravante designados por "Custos Operacionais"), incluindo quaisquer contribuições para o Fundo de Desmobilização nos termos da Legislação aplicável e incluindo quaisquer custos incorridos pelas Concessionárias implementar um plano de desmobilização aprovado, salvo na medida em que, qualquer dos casos tais custos tenham sido financiados através de levantamentos do fundo de desmobilização pela recuperação do montante total no ano em que estes tenham sido incorridos.

Artigo 10
(Determinação do Valor do Petróleo)

10.1 O valor do Petróleo usado para efeitos de Imposto sobre a Produção de Petróleo a liquidar nos termos previstos no Regime Especifico de Tributação e de Benefícios das Operações Petrolíferas (Lei n.º27/2014, de 23 Setembro), e do Respectivo Regulamento aprovado pelo Decreto n.º 32/2015, de 31 de Dezembro, e para a alocação do Petróleo-custo e Petróleo -Lucro referidos no artigo 9 e 11 devem, na medida em que tal Petróleo consista em Petróleo Bruto, determinado no final de cada mês civil, começando no mês em que tenha inicio a Produção Comercial de Petróleo bruto. Na medida em que tal Petróleo consistir em Gás Natural, o valor do gás natural será determinado no final de cada mês civil, começando no mês em que tenha início a entrega comercial no Ponto de Entrega.

10.2 O valor calculado para cada qualidade de exportação individual de Petróleo Bruto dos Depósitos de Petróleo dentro da Área do Contrato de Concessão de cada mês civil será:

(a) no caso de vendas a Empresas não-Afiliadas, o preço médio ponderado por barril no Ponto de Entrega de cada qualidade de exportação individual de Petróleo Bruto, apurado por referência aos preços FOB, a que esse Petróleo Bruto foi vendido pela Concessionária durante esse mês civil; ou

(b) se a Concessionária vender o Petróleo Bruto a um terceiro em condições diferentes das condições FOB, para efeitos deste CCPP deverá ser aplicado um preço FOB calculado sob a forma líquida ("*net-back*"). O preço FOB calculado sob a forma líquida ("*net-back*") será estabelecido através da dedução ao preço acordado, os custos reais e directos incorridos pelas Concessionárias no cumprimento das obrigações decorrentes dos respectivos contratos de venda a que acresçam às obrigações inerentes aos termos de um contrato FOB.

10.3 No caso de vendas a Empresas Afiliadas, o preço que for acordado entre o MIREME e as Concessionárias com base na adição conjunta dos dois factores seguintes:

(a) o preço médio ponderado FOB do mês civil para o Petróleo Bruto de classificação Brent, ou outra classificação apropriada de Petróleo Bruto para a produção e para o período em questão. A média ponderada basear-se-á nos dias de cada mês civil em que um preço de fecho estiver cotado no relatório de cotações "*Platts Oilgram*". Serão ignorados os dias sem cotações de preços, como os de fins-de-semana e feriados; e

(b) um prémio ou desconto sobre o preço do Petróleo Bruto de classificação Brent, ou qualquer outra classificação apropriada de Petróleo Bruto para a produção em questão, a determinar por referência à qualidade do Petróleo Bruto produzido a partir da Área do Contrato de Concessão e o custo de colocação desse Petróleo Bruto no mercado.

10.4 Nos casos em que o MIREME e as Concessionárias não consigam acordar um preço nos termos do artigo 10.3, serão adoptados os seguintes procedimentos por forma a determinar o prémio ou desconto referidos no citado artigo:

(a) o MIREME e as Concessionárias apresentarão um ao outro as suas avaliações do prémio ou desconto, juntamente com uma explicação dos factores-chave considerados na determinação do prémio ou desconto;

(b) se o prémio ou o desconto apresentados separadamente pelo MIREME e pelas Concessionárias estiverem, relativamente um ao outro, compreendidos no intervalo de 10 US ¢ (dez Cêntimos dos Estados Unidos da América) por barril, será calculada a média para efeitos de fixação do valor final do Petróleo Bruto;

(c) se o prémio ou o desconto apresentados separadamente pelo MIREME e pelas Concessionárias divergirem em mais de 10 US ¢ (dez Cêntimos dos Estados Unidos da América) por barril, cada um deles apresentará de novo ao outro, no 3º (terceiro) Dia Útil a contar da primeira troca de informação, um prémio ou desconto revisto;

(d) se o prémio ou o desconto apresentados separadamente pelo MIREME e pelas Concessionárias na segunda troca de informação estiverem compreendidos, relativamente um ao outro, no intervalo de 10 US ¢ (dez Cêntimos dos Estados Unidos da América) por barril, será calculada a média para efeitos de fixação do valor final do Petróleo Bruto;

(e) se o prémio ou o desconto apresentados na segunda troca de informação divergirem em mais de 10 US ¢ (dez Cêntimos dos Estados Unidos da América) por barril, a questão será submetida à decisão de um perito único nos termos do artigo 26.6, o qual estabelecerá um preço com base nos critérios enunciados na alínea c) do artigo 10.3, mas sempre dentro dos limites estabelecidos pelas Partes nos termos da alínea d) do artigo 10.4.

10.5 O valor calculado para o Gás Natural produzido a partir dos Depósitos de Petróleo da Área do Contrato de Concessão será:

(a) no caso de vendas de **gás natural** para Empresas não-Afiliadas, em cada mês do ano civil, o preço médio ponderado por Giga joule de Gás Natural de especificação

comercial no **Ponto de Entrega** em que tal Gás Natural tenha sido entregue pelas Concessionárias durante esse mês civil; ou

(b) no caso de vendas a **Empresas Afiliadas**

i. o preço estipulado na alínea a) supra para vendas a Empresas não-Afiliadas; ou

ii. o preço acordado entre os Ministérios que superintendem as áreas de petróleos e de finanças conjuntamente, e as Concessionárias.

(c) No caso de vendas de **gás natural entregue como GNL** durante esse mês do calendário civil:

i. no caso de vendas a Empresas não-Afiliadas, o preço líquido médio ponderado das vendas de GNL em dólares americanos por MMBtu calculada como a receita total devida em relação a todas as vendas de GNL entregue durante esse mês de calendário, menos o total das deduções (de acordo com o anexo "C" deste CCPP) incorridas em relação a essas vendas dividido pelo volume total, em MMBtu de GNL carregado durante o mês em relação a essas vendas; e

ii. no caso das vendas para a Concessionária ou quaisquer Empresas Afiliadas, tal preço deve ser (i) calculado da mesma forma, tal como estipulado na alínea (c) (i) acima para vendas a Empresas não-Afiliadas ou (ii) tal preço acordado entre os Ministérios que superintendem as áreas de petróleos e de finanças, conjuntamente, e a Concessionária.

10.6 No caso de o Governo e/ou seu representante autorizado celebrar com as Concessionárias um contrato comercial de compra e venda de Petróleo, para a compra pelo Governo, o preço não deve exceder o da venda as Empresas Afiliadas, conforme estabelecido nos termos do artigo 10.3 e alínea b) do artigo 10.5

Artigo 11
(Termos Fiscais e Outros Encargos)

11.1 Cada Concessionária e os seus Subcontratados, salvo na medida em que deles estejam isentos, estarão sujeitos à legislação aplicável da República de Moçambique que imponha tributos, direitos aduaneiros, impostos, encargos, taxas ou contribuições

11.2 Durante os (5) anos após a aprovação do Plano de Desenvolvimento relacionados a este CCPP, cada Concessionária e os seus Subcontratados terão direito a Incentivos Fiscais e Aduaneiros, nos termos da Lei n ° 27/2014 de 23 de Setembro e respectivo Regulamento aprovado pelo Decreto no.32/2015 de 31 de Dezembro, que estabelece o Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais das Operações Petrolíferas. Cada Concessionária e os seus Subcontratados estarão isentos de:

(a) Direitos aduaneiros relativos à importação de bens destinados a serem utilizados nas Operações Petrolíferas, de acordo com a classe K e a Pauta Aduaneira, nos termos do artigo 35, da Lei n.º 27/2014 de 23 de Setembro

(b) Direitos aduaneiros relativos à importação de explosivos, detonadores, ancinho, e máquinas e aparelhos para explodir explosivos, bem como equipamentos e dispositivos de reconhecimento topográfico, geodésicos e geológicos em terra e no mar *onshore/offshore* para serem usados nas Operações Petrolíferas e outros aprovisionamentos, equiparados como bens da classe K, nos termos do Anexo II do artigo 35 da Lei n.º 27/2014 de 23 de Setembro.

11.3 Cada concessionária e os seus Subcontratados deverão estar isentos do pagamento de direitos e demais imposições aduaneiras e fiscais relativos à importação temporária de bens para utilização nas Operações Petrolíferas de acordo com a Pauta Aduaneira, aprovada pelo Decreto n.°34/2009, de 26 de Dezembro.

11.4 O Pessoal Expatriado de cada Concessionária e dos seus Subcontratados estará isento, nos termos deste CCPP de direitos aduaneiros e outros encargos devidos na importação de bens pessoais e domésticos desse Pessoal Expatriado e seus dependentes, importados para a República de Moçambique tornando-se, contudo, esses direitos aduaneiros sobre tais bens devidos caso se verifique a sua venda na República de Moçambique a pessoa que não esteja isenta desses direitos. O Pessoal Expatriado poderá exportar da República de Moçambique, isentos de direitos aduaneiros e demais encargos,

os referidos bens pessoais e domésticos por si importados, nos termos previstos na Pauta Aduaneira.

11.5 Para efeitos deste CCPP, as matérias abaixo referidas tem o seguinte tratamento:

(a) O Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas (IRPC) será liquidado à taxa de 32%, nos termos da Lei n.º 27/2014, de 23 de Setembro, e suas eventuais alterações, mas sempre sem prejuízo do disposto nos artigos 11.9, e a pagar por cada Concessionária as quais serão tributadas e colectadas separadamente. As seguintes disposições aplicar-se-ão ao IRPC incidente sobre rendimentos provenientes de Operações Petrolíferas no âmbito deste CCPP:

(i) na determinação do rendimento líquido de cada Concessionária para efeitos de cálculo de IRPC num dado exercício fiscal, adicionalmente as deduções já efectuadas para efeitos de recuperação de custos e cálculo do petróleo custo e petróleo-lucro, nos termos do artigo 9, serão efectuadas amortizações nos seguintes termos:

(aa) Será deduzida a amortização, às taxas abaixo indicadas, com início no ano em que as despesas foram incorridas ou em que teve início a Produção Comercial, consoante o que ocorrer mais tarde:

- Relativamente aos despesas de Pesquisa, incluindo a perfuração de Poços de Pesquisa e de Avaliação, a cem por cento(100%);

- Relativamente a despesas de Investimento em Desenvolvimento e Produção, à taxa anual de vinte e cinco por cento (25%) dessas despesas, na base de uma amortização pelo método das quotas constantes;

(bb) Em qualquer ano, cada Concessionária poderá optar por diferir a amortização, total ou parcialmente. Ao exercer o direito de diferimento, a Concessionária deverá notificar o departamento competente do Ministério que superintende a área de finanças, até ao final do mês de Fevereiro do ano seguinte ao ano em questão, da sua intenção de diferir a amortização. Em tal notificação, a Concessionária especificará:

- a taxa a que pretende amortizar as despesas de Pesquisa durante o ano em questão, não podendo tal taxa exceder cem por cento (100%); e

i. - a taxa a que pretende amortizar as Despesas de Investimento em Desenvolvimento e Produção durante o ano em questão, não podendo tal taxa exceder 25% (vinte e cinco por cento).

A taxa notificada pela Concessionária será aplicável ao ano especificado na notificação. Nos anos seguintes a amortização será efectuada à taxa prevista no artigo 11.5, alínea a), subalínea i), aa), salvo se for efectuada outra notificação escrita nos termos deste artigo.

(ii) a amortização diferida, consistindo na diferença entre a taxa permitida e a taxa notificada pela Concessionária a taxa que pretende utilizar no ano em questão, poderá ser deduzida ao rendimento líquido em qualquer ano futuro. A Concessionária deverá notificar por escrito o departamento competente do Ministério que superintende a área de finanças, até ao final do mês de Fevereiro do ano seguinte ao ano em questão, da sua intenção de proceder a essa amortização diferida durante esse ano;

(iii) Para efeitos de cálculo de responsabilidade de pagamento do IRPC, perdas incorridas pela Concessionária em qualquer ano poderão ser transportadas, até um máximo de cinco (5) anos após o ano em que tais perdas tenham sido incorridas.

(iv) A fim de determinar base tributável IRPC, a autoridade competente do Ministério que superintende a área de finanças pode prosseguir com a correcção de acordo com a Lei n.º 34/2007, de 31 de Dezembro que aprova o Código do IRPC, quando os preços de transferência e sub-capitalização resultante de transacções entre Empresas Afiliadas que diferem das resultantes entre Terceiros.

(b) Ao abrigo do artigo 28 da Lei no.27/2014 de 23 de Setembro, as Concessionárias deverão reter na fonte a título de pagamento de imposto de rendimento os montantes devidos, à taxa liberatória de por cento (10%) sobre o montante bruto de qualquer pagamento feito pelas Concessionárias a uma Subcontratada não residente, pela prestação de serviços contratados para a execução de Operações Petrolíferas ao abrigo deste CCPP. Esse montante de tal imposto de rendimento retido pelas

Concessionárias deverá ser pago à entidade competente do Ministério que superintende a área de finanças, de acordo com os procedimentos da legislação aplicável.

Os Subcontratados estrangeiros não residentes não ficarão sujeitos nem serão objecto de retenção de quaisquer outros impostos em relação a quaisquer pagamentos que lhe sejam efectuados para além dos previstos neste artigo 11.5.

11.6 (a) De acordo com a legislação aplicável e a menos que seja instruído de outro modo nos termos da alínea c) do artigo 11.6, cada Concessionária deverá pagar em dinheiro ao Governo o Imposto sobre a Produção do Petróleo com base no valor no Ponto da Entrega, nos termos do disposto no artigo 10:

(i) um montante em dinheiro correspondente a 6% (seis por cento) da quantidade de Gás Natural Produzido a partir de depósitos localizados na Área do Contrato de Concessão, mas não re-injectados;

(ii) um montante correspondente a 10 % (dez por cento) das quantidades de Petróleo Bruto Produzido a partir de depósitos localizados na Área do Contrato de Concessão;

(b) O Governo poderá, em vez de receber em dinheiro o Imposto sobre a Produção do Petróleo referido alínea a) neste artigo 11.5, mediante notificação com 12 (doze) meses de antecedência, exigir as Concessionárias que paguem mensalmente em espécie a totalidade ou parte das quantidades do Petróleo Bruto e do Gás Natural que tenham sido produzido, e a que o Governo tem direito, a partir da Área do Contrato de Concessão nesse mês.

(c) os pagamentos em dinheiro do Imposto sobre a Produção do Petróleo relativo a um determinado mês civil, e com respeito ao Petróleo Bruto e/ou Gás Natural produzidos nesse mês, deverão ser feitos até o 10.º (décimo) dia de mês civil seguinte.

(d) O pagamento em espécie da percentagem especificada na notificação efectuada nos termos da alínea b) do artigo 11.6 continuará até que o Governo proceda a uma nova notificação por escrito nos termos do disposto na alínea b) do artigo 11.6, fornecendo à Concessionária instruções revistas.

11.8 No exercício dos seus direitos e benefícios relativos à isenção de direitos aduaneiros sobre a importação e exportação estipulados neste artigo, as Concessionárias observarão todos os procedimentos e formalidades aplicáveis, devidamente impostos pela legislação aplicável.

11.9 Para efeitos deste CCPP, poderá ser negociada a estabilidade fiscal de dez anos, a contar da aprovação de um Plano de Desenvolvimento, sem afectar os pressupostos de viabilidade. O período de estabilidade fiscal previsto neste artigo pode ser estendido até ao termo da concessão inicial, mediante pagamento de 2% adicionais à taxa do imposto sobre a produção a partir do décimo primeiro ano de produção, conforme a lei aplicável.

Artigo 12
(Bónus de Produção)

12.1 As Concessionárias deverão pagar os seguintes bónus de produção ao Governo, os quais não serão considerados Custos Recuperáveis para efeitos do Anexo "C" deste CCPP:

	Bónus de Produção a pagar em Dólares dos Estados Unidos da América
No Início da Produção Comercial	USD [……]
Quando a produção da Área de Contrato atingir, pela primeira vez, no período de um mês, uma média diária de (25.000) BOE	USD……[]

Cada vez que a produção da Área de Contrato atingir, pela primeira vez no período de um mês, uma tranche adicional média de 50.000 BOE por dia	USD[……]

12.2 Para efeitos deste artigo:

"Início da Produção Comercial" significa a data em que a Produção Comercial a partir da Área do Contrato do Concessão tenha sido mantida por um período de 30 (trinta) dias consecutivos.

Artigo 13
(Regras sobre o Levantamento)

13.1 (a) Sujeito às disposições que regulam a Produção e venda de Petróleo ao abrigo da legislação aplicável e deste CCPP, incluindo qualquer direito que o Governo possa ter ao abrigo das leis de Moçambique por razões imperativas de interesse nacional para adquirir Petróleo a que a Concessionária tem a titularidade, esta terá o direito de levantar, dispor e exportar livremente o Petróleo Produzido ao abrigo deste CCPP.

(b) Cada Parte tomará posse do Petróleo a que tem direito consistente com as Boas Práticas da Industria de Petróleo a um nível aproximadamente regular ao longo de cada ano civil.

(c) Até 90 (noventa) dias antes da data programada para o início da Produção Comercial, as Partes estabelecerão procedimentos de recolha abrangendo a programação, armazenamento e levantamento de Petróleo e quaisquer outras matérias que as Partes acordem. Tais procedimentos respeitarão as Boas Práticas da indústria de Petróleo.

13.2 Sem prejuízo do disposto na legislação aplicável, o Governo poderá, mediante notificação às Concessionárias ou ao Operador com uma antecedência mínima de 12 (doze) meses, instruir as Concessionárias ou o Operador que venda em nome do Governo, durante o(s) ano(s) civil(s) seguinte(s). A totalidade ou qualquer parte da quantidade de Imposto sobre Produção do Petróleo cobrado em espécie e, quando aplicável, do Petróleo-Lucro que não tenha sido anteriormente alocado, a que o Governo tem a titularidade ao abrigo deste CCPP durante o(s) referido(s) ano(s) subsequente(s). As quantidades de Imposto sobre a Produção de Petróleo levantadas em espécie e de Petróleo-Lucro que o Governo deseja vender será especificada na referida notificação. As Concessionárias ou Operador venderão aquelas quantidades de Petróleo no mercado livre ao melhor preço que se possa razoavelmente obter e remeterão ao Governo directamente e de imediato as receitas da venda. As Concessionárias ou o Operador não cobrarão qualquer comissão pela venda do Petróleo do Governo.

Artigo 14
(Plano de Desmobilização e Fundo de Desmobilização)

14.1 As Concessionárias, de acordo com a legislação aplicável, devem preparar e apresentar um Plano de Desmobilização e implementar o Plano de Desmobilização aprovado pelo Governo.

14.2 À data da abertura da conta bancária para o Fundo de Desmobilização as Concessionárias deverão depositar dólares [……]…USD ou o equivalente, se uma outra moeda alternativa for acordada.

14.3 O MIREME deve com base nas propostas das Concessionárias seleccionar uma solução preliminar para Desmobilização para constituir uma base para o cálculo dos custos de Desmobilização a ser coberta pelo Fundo de Desmobilização criado com a finalidade de cobrir esses custos.

14.4 Para a estimativa e indexação apropriada do custo total de Desmobilização estimado, que será usado como base para o cálculo do pagamento para o Fundo de Desmobilização nos termos da legislação aplicável e deste CCPP, o "Índice de Preços aos Produtores para a Perfuração de Poços de Petróleo e Gás" conforme publicado pela Agência de Estatísticas de Trabalho dos Estados Unidos (U.*S Bureau of Labour Statistics*). O índice

anual a ser usado no ano "n" será determinado pela diferença entre o índice anual relativo ao ano em que a última estimativa aprovada foi determinada e o mesmo índice anual para tal ano "n". No caso de Agência de Estatísticas dos Estados Unidos (*Bureau of Labor Statistics*) cessar, por qualquer razão, a publicar o "Índice de Preços de Produtores para a Perfuração de Poços de Petróleo e Gás" ou quando uma moeda alternativa for escolhida, o INP aprovará, sob proposta das Concessionárias, quer uma fonte internacionalmente alternativa independente reconhecida ou um índice representativo alternativo.

14.5 As Concessionárias não retirarão dinheiro do Fundo de Desmobilização, salvo com o objectivo de pagar os custos de implementação de um Plano de Desmobilização aprovado, devendo ser remetidas cópias ao MIREME de todos os extractos periodicamente fornecidos pelo banco relacionados com o Fundo de Desmobilização.

14.6 Quaisquer fundos que tenham sido tratados como custos recuperáveis, e que permaneçam no Fundo de Desmobilização após a conclusão do Plano de Desmobilização aprovado, são tratados como Petróleo Lucro e o saldo remanescente será partilhado entre as Concessionárias e o Governo de acordo com o disposto no artigo 9.6

Artigo 15
(Seguros)

15.1 As Concessionárias deverão efectuar e manter, relativamente às Operações Petrolíferas, todos os seguros exigidos de acordo com a Lei Aplicável assim como quaisquer outros seguros que o INP poderá impor às Concessionárias.

15.2 Tais outros seguros incluirão, pelo menos, seguros contra os seguintes riscos:

(a) Perdas e danos causados a todas as instalações e equipamentos propriedade das Concessionárias ou por esta utilizada nas Operações Petrolíferas;
(b) Poluição causada pela Concessionária no decurso das Operações Petrolíferas, pela qual a Concessionária possa ser responsabilizada;
(c) Perdas, danos ou lesões físicas sofridas por qualquer terceiro no decurso das Operações Petrolíferas da Concessionária, pelas quais as Concessionárias possam ser responsabilizadas a indemnizarem terceiros ou o Governo;
(d) o custo de operações de remoção de destroços e de limpeza após um acidente no decurso das Operações Petrolíferas das Concessionárias; e
(e) a responsabilidade das Concessionárias e/ou do Operador pelos seus trabalhadores envolvidos nas Operações Petrolíferas.

15.3 Em relação às Operações Petrolíferas, as Concessionárias deverão apresentar ao INP um programa de implementação de seguro contra "Todos os Riscos" , que poderá, sem prejuízo da Legislação Aplicável, cobrir, entre outros, danos físicos às Infraestruturas em construção e montagem, assim como responsabilidades legais emergentes das Operações Petrolíferas.

15.4 As Concessionárias devem contratar, junto de seguradoras habilitadas ao exercício da actividade seguradora em Moçambique, seguros de responsabilidade civil automóvel contra terceiros, seguros de acidentes de trabalho e doenças profissionais e qualquer outro seguro obrigatório por lei, contanto que seja de aplicação geral e não específico das operações petrolíferas.

15.5 As Concessionárias ou o Operador deverão, por solicitação do INP, apresentar apólices ou documentos equivalentes de todos os seguros exigidos no âmbito deste CCPP ou da legislação aplicável foram feitos.

15.6 Excepto o disposto no artigo 15.4, qualquer outro seguro exigido às Concessionárias, nos termos do disposto nos artigos 15.1 e 15.2, poderá ser efectuado através de uma ou mais das seguintes opções:

(a) **auto-seguro**, em cujo caso cada Concessionária ou uma das Empresas Afiliadas suporta os riscos e nenhum prémio seja cobrado.
(b) **seguro através de uma companhia de seguros totalmente detida pelo Operador** ou uma Concessionária, caso em que o prémio cobrado deverá ser conforme os valores praticados no mercado internacional de seguros, desde que a mesma se encontre registada em Moçambique;
(c) seguro relativo às Infraestruturas, incluindo em regime de ***fronting*** devendo a respectiva apólice ser emitida por uma seguradora habilitada ao exercício da

actividade seguradora em Moçambique, devendo o Operador comunicar o INP no prazo de 24 (vinte e quatro) horas, sobre a referida contratação.

(d) utilização pela Concessionária, para benefício das Operações Petrolíferas, de **um seguro contratado como parte de uma cobertura global**, através dos mecanismos previstos nas alíneas b) e c).

15.7 As Concessionárias deverão colocar a concurso todos os seguros renováveis contratados, pelo menos uma vez em cada três (3) anos.

15.8 A contratação de seguros fora da República de Moçambique está sujeita à prévia autorização do Instituto de Supervisão de Seguros de Moçambique, com a antecedência mínima de 10 (dez) dias úteis relativamente à data de contratação do seguro em causa, devendo a solicitação ser instruída com os seguintes documentos:

i) prova de recusa da subscrição do risco por pelo menos 3 (três) seguradoras licenciadas para operar em Moçambique, com capacidade financeira para aceitar riscos elevados, ou prova da falta de resposta de tais seguradoras no prazo de 7 (sete) dias úteis a contar da data do respectivo pedido de subscrição, na forma de declaração da entidade que pretende contratar o seguro; e

ii) Informação acerca da seguradora estrangeira que será contratada, assim como do valor da cobertura e principais condições da apólice.

15.9 Excepto no caso re-seguro ou seguro cativo na contratação de seguros relativos às operações petrolíferas ou às Infraestruturas, as Concessionárias devem dar preferência às seguradoras moçambicanas, quando:

(a) os instrumentos de seguro, incluindo o *fronting,* disponibilizados pelas seguradoras habilitadas ao exercício da actividade seguradora em Moçambique sejam comparáveis aos padrões internacionais de seguros em termos de:

i) tipos de cobertura;
ii) termos e condições de tais coberturas;
iii) solidez financeira da seguradora;
iv) capacidade de gestão de sinistros, e
v) capacidade de subscrição;

b) Tais instrumentos de seguro, incluindo *fronting,* disponibilizados pelas seguradoras habilitadas ao exercício da actividade seguradora em Moçambique possam ser colocados a preços que não sejam superiores em mais de dez por cento (10%) do preço, incluindo impostos e taxas conexas, das coberturas de seguros comparáveis disponíveis nos mercados de seguros internacionais.

Caso qualquer tipo de cobertura de seguro necessária para as Operações Petrolíferas não possa ser obtida na modalidade de *fronting* oferecida por uma seguradora autorizada a exercer actividade na República de Moçambique de acordo com as disposições deste artigo, as Concessionárias têm direito de obter tal seguro no mercado internacional de jurisdição transparente.

15.10 As Concessionárias deverão exigir aos seus Subcontratados que efectuem seguros equivalentes do tipo e nos montantes exigidos pela lei e habituais na indústria petrolífera, de acordo com as Boas Práticas da Indústria de Petróleo.

Artigo 16
(Emprego, Formação e Apoio Institucional e Programas de Apoio Social)

16.1 Sujeito à apreciação pelo Governo, por motivos de segurança, da situação de qualquer indivíduo que entre na República de Moçambique e aos procedimentos e formalidades legais da lei aplicável de Moçambique relacionada com a imigração, o Governo concederá as necessárias autorizações ou outras aprovações necessárias para a contratação e entrada na República de Moçambique de Pessoal Expatriado empregue pelas Concessionárias ou pelos seus Subcontratados para efeitos deste CCPP. A contratação e formação de trabalhadores para as Operações Petrolíferas rege-se nos termos da Lei do Trabalho e do Regulamento das Operações Petrolíferas aprovado pelo Decreto n º 34/2015, de 31 de Dezembro.

16.2 Durante o Período de Pesquisa, as Concessionárias pagarão ao INP a quantia de USD […….] (.....dólares dos Estados Unidos da América), por ano a despender em

programas de apoio e treinamento aos trabalhadores das instituições públicas envolvidas nas Operações Petrolíferas.

O primeiro pagamento deverá ser efectuado ao INP, no prazo de 30 (trinta) dias a contar da Data Efectiva, e os pagamentos subsequentes no prazo de 30 dias a contar da data de cada aniversário da Data Efectiva.

16.3 Cada Concessionária deverá cooperar com o MIREME, na indicação dedo número acordado de técnicos na gestão dos recursos petrolíferos, monitoria e controlo das Operações Petrolíferas oportunidades para participar em actividades de treino proporcionadas pela Concessionária ou qualquer das suas Afiliadas aos seus trabalhadores.

16.4 De forma a que o MIREME fiscalize o cumprimento das obrigações de emprego e formação nos termos da legislação aplicável e deste CCPP, as Concessionárias apresentarão anualmente ao MIREME os seus programas de emprego e formação.

16.5 As Concessionárias deverão pagar ao INP a quantia de USD [……..] (.....Dólares dos Estados Unidos da América) por ano durante o termo deste CCP P para ser utilizado como apoio institucional às entidades envolvidas na promoção e administração das Operações Petrolíferas. O primeiro pagamento deverá ser efectuado ao INP, no prazo de 30 (trinta) dias a contar da Data Efectiva e os pagamentos subsequentes deverão ser efectuados nos aniversários subsequentes da Data Efectiva.

16.6 As Concessionárias deverão pagarão MIREME USD […….] (….. de dólares dos Estados Unidos da América) por ano durante o termo deste Contrato, destinados a suportar projectos sociais para comunidades nas áreas onde ocorrerão as Operações Petrolíferas. As Concessionárias poderão recomendar programas sociais a serem financiados pelas Concessionárias e, havendo acordo com o Governo, o valor acordado para financiamento será considerado como crédito contra as obrigações sociais do ano seguinte. O primeiro pagamento deverá ser efectuado ao MIREME no prazo de 30 (trinta) dias a contar da Data Efectiva, e os pagamentos subsequentes no prazo de 30 dias a contar da data de cada aniversário da Data Efectiva.

16.7 Os montantes despendidos pela Concessionária para satisfazer as obrigações contidas neste artigo serão Custos Recuperáveis para efeitos do Anexo "C" deste CCPP.

Artigo 17
(Indemnizações e Responsabilidade)

17.1 Cada Concessionária deverá indemnizar e salvaguardar o Governo relativamente a todas e quaisquer reclamações contra este apresentado por terceiros referentes a perdas ou danos em pessoas e bens causados pelas Concessionárias na condução das Operações Petrolíferas, contanto que quaisquer reclamações sejam devidamente qualificadas pelos terceiros ou pelo Governo. Em caso algum será a responsabilidade da Concessionária ao abrigo deste artigo extensivo a danos punitivos.

17.2 O Governo deverá indemnizar e salvaguardar cada Concessionária, os seus Subcontratados e quaisquer Empresas Afiliadas daquela, relativamente a todas e quaisquer reclamações apresentadas por terceiros contra a Concessionária, os seus Subcontratados e/ou quaisquer Empresas Afiliadas daquela, referentes a perdas ou danos causados em pessoas e bens por actos ou omissões do Governo, no âmbito das suas actividades comerciais.

17.3 Exceptuando o previsto no artigo 17.8 nenhuma das Partes deverá resolver ou negociar uma reclamação na qual a outra Parte é responsável nos termos deste CCPP, sem consentimento prévio escrito da tal Parte, e no caso de agir dessa maneira, a indemnização acima referida não produzirá efeito em relação à reclamação objecto de acordo ou transacção.

17.4 Não obstante algo em contrário no presente CCPP, cada Concessionária, os seus Subcontratados e quaisquer Empresas Afiliadas daquela que executem Operações Petrolíferas por conta das Concessionárias, não serão responsáveis perante o Governo, e nem o Governo será responsável perante uma Concessionária, por perdas ou danos indirectos, incluindo, mas sem a isso se limitar, incapacidade de produção de Petróleo, perda de produção ou lucros cessantes.

17.5 Sem prejuízo do disposto no artigo 17.4, na condução de Operações Petrolíferas nos termos do presente CCPP, cada Concessionária será responsável por qualquer perda

ou dano em pessoas e bens sofridos pelo Governo e causado pelas Concessionárias ou por qualquer Empresa Afiliada ou Subcontratado no exercício de Operações Petrolíferas por conta das Concessionárias se tal perda ou dano resultar da falta de cumprimento pela Concessionária, uma Empresa Afiliada ou um Subcontratado dos padrões exigidos por este CCPP e da legislação aplicável.

17.6 Qualquer reclamação feita por um terceiro que confere direito a quaisquer das Partes (juntos, doravante, a "Parte Indemnizada") deste CCPP a ser indemnizada por qualquer das outras Partes deste CCPP (juntos doravante, as "Partes Indemnizadoras") será prontamente comunicada por notificação à Parte Indemnizadora para que esta prontamente intervenha no processo e apresente a sua defesa. Tal notificação deverá incluir a descrição da reclamação do terceiro e será acompanhada por cópias de todos os documentos relevantes recebidos pela Parte Indemnizada e representantes relativamente a tal reclamação de terceiro. A Parte Indemnizada deverá cooperar com a Parte Indemnizadora e seus representantes na contestação da tal reclamação de terceiro. Se a Parte Indemnizada falhar de apresentar prontamente a notificação referida acima e daí resultar na impossibilidade da Parte Indemnizadora produzir devidamente a sua defesa, a Parte Indemnizada perderá o direito a indemnização nos termos deste artigo.

17.7 Se no prazo de trinta (30) dias da recepção da notificação da reclamação a Parte Indemnizadora notificar à Parte Indemnizada que pretende assumir a defesa de tal reclamação, a Parte Indemnizadora terá o direito de se defender, a seu custo, tal reclamação através de todos os procedimentos apropriados incluindo a via de acordo ou transação, desde que do acordo ou transação não resulte numa responsabilidade continua ou obrigação na Parte Indemnizada em relação a tal reclamação de terceiro.

17.8 Se a Parte Indemnizadora não assumir em tempo útil a defesa de tal reclamação, a Parte Indemnizada terá o direito de se defender por conta e risco exclusivo da Parte Indemnizadora a reclamação do terceiro através de todos os procedimentos apropriados incluindo o acordo ou transação da mesma.

Artigo 18
(Titularidade)

18.1 O Estado e cada Concessionária serão comproprietários do Petróleo extraído, em partes indivisíveis, até que cada qual assuma individualmente a titularidade e a entrega da sua quota-parte do Petróleo Produzido no Ponto de Entrega.

18.2 As Concessionárias financiarão o custo de todas as Infraestruturas e equipamento a serem usados nas Operações Petrolíferas. Sujeito a lei aplicável e este artigo cada Concessionária terá o direito de uso de tais Infraestruturas e equipamento para Operações Petrolíferas durante o termo deste CCPP e qualquer prorrogação do mesmo até o CCPP caducar, ou for objecto de renúncia ou revogação, caso em que o título das referidas Infraestruturas e equipamento, por opção do Governo e sem compensação adicional, pode passar para a titularidade do Estado.

18.3 As Concessionárias serão proprietárias das Infraestruturas e dos necessários equipamentos relacionados com as Operações Petrolíferas nos termos deste Contrato, salvo se o Governo aprovar de outra forma. O disposto no artigo 18.2 com respeito à passagem do título de propriedade para o Estado não se aplica às Infraestruturas aprovadas pelo Governo como pertencente a terceiros. No entanto, os direitos de acordo com contrato para usar tais infraestruturas devem passar para o Estado, se tal uso estiver relacionado com as Infraestruturas que se fossem da propriedade da Concessionária teriam passado para o Estado. As Infraestruturas móveis e equipamento pertencentes a terceiros estrangeiros podem ser livremente exportados da República de Moçambique de acordo com os termos do respectivo contrato.

18.4 Terceiros podem, sujeito aos termos e condições estipuladas na legislação aplicável e neste CCPP, ter o direito de uso da capacidade livre disponível nas Infraestruturas e equipamento conexo nos termos e condições a acordar entre as partes e aceitáveis para o Governo. Os referidos termos e condições deverão incluir uma tarifa que represente o pagamento às Concessionárias dos custos de investimentos adicionais necessários para permitir tal uso por terceiros bem como custos operacionais e um elemento de lucro reflectindo o risco incorrido pelo proprietário das Infraestruturas e

equipamento conexo. A tarifa para o uso das Infraestruturas por terceiros está sujeito a aprovação do Governo.

18.5 O uso das Infraestruturas por terceiros somente terá lugar se tal uso não afectar material e negativamente as Operações Petrolíferas das Concessionárias e for viável do ponto de vista técnico, ambiental e de segurança.

Artigo 19
(Contabilidade e Auditorias)

19.1 Cada Concessionária será responsável pela manutenção de registos contabilísticos de todos os custos, despesas e créditos das Operações Petrolíferas de acordo com o disposto no Anexo "C" deste CCPP. Os referidos registos contabilísticos serão conservados na República de Moçambique.

19.2 O MIREME terá o direito de auditar e inspeccionar os registos contabilísticos das Concessionárias de acordo com o disposto no Anexo "C".

Artigo 20
(Confidencialidade)

20.1 Este CCPP, a Documentação e demais registos, relatórios, análises, compilações, dados, estudos e outros materiais directamente relacionados com as Operações Petrolíferas ao abrigo deste CCPP (independentemente da forma que revistam, seja ela documental, suporte informático ou qualquer outra) são confidenciais (doravante designados por "Informação Confidencial") e, na medida em que contém informações que, individualmente ou colectivamente seja de importância comercial estratégia ou tem influência sobre a posição da Concessionária ou de suas afiliadas na perspectiva da concorrência. Excepto se for permitido na legislação aplicável ou neste artigo, Informação Confidencial não poderá ser divulgada a terceiros sem o prévio consentimento por escrito de todas as Partes do presente CCPP, consentimento esse que não deverá ser negado ou atrasado sem motivo razoável.

20.2 Nada neste artigo impedirá que o MIREME, excluindo as interpretações e avaliações da Concessionária, revele Documentação a terceiros:

(a) se disser respeito a uma área que já não constitua parte da Área do Contrato de Concessão; ou
(b) se da análise do Governo, a Documentação possa ter importância para a avaliação do potencial de prospecção de uma área adjacente sobre a qual o Governo esteja a atribuir direitos de Pesquisa.

20.3 As restrições à divulgação impostas por este artigo não se aplicarão a divulgações efectuadas com razoabilidade:

(a) se forem necessárias para efeitos de arbitragem, processos ou reclamações judiciais relacionados com este CCPP ou com as Operações Petrolíferas;
(b) a um Subcontratado ou consultor no âmbito da realização de Operações Petrolíferas;
(c) pela Concessionária ou Operador a terceiros quando tal divulgação for essencial para a condução segura das Operações Petrolíferas;
(d) a uma Empresa Afiliada;
(e) pela Concessionária a um terceiro com o objectivo de celebrar um contrato para troca de dados com outra entidade a operar em Moçambique, quando todos os dados trocados digam respeito a Operações Petrolíferas dentro de Moçambique;
(f) por qualquer Concessionária a um potencial cessionário de boa-fé de um Interesse Participativo neste CCPP ou um interesse em qualquer Concessionária;
(g) a terceiros em relação à venda ou para efeitos de venda ou potencial venda de Petróleo proveniente da Área do Contrato de Concessão;
(h) a terceiros em relação com o financiamento ou proposta de financiamento das Operações Petrolíferas;
(i) que sejam exigidas por qualquer legislação aplicável ou pelas regras ou regulamentos de qualquer bolsa de valores reconhecida em que estejam cotadas as acções da Parte que faz a divulgação ou de uma das suas Empresas Afiliadas; ou

(j) se, e na medida em que, já forem do conhecimento público sem que tenha havido divulgação indevida nos termos do presente CCPP.

Toda a Informação Confidencial divulgada ao abrigo das alíneas b), d), e), f) ou h) deste artigo 20.3, sê-lo-á em termos que assegurem que essa Informação Confidencial seja tratada pelo destinatário como confidencial.

20.4 Nenhuma das Concessionárias será obrigada a revelar qualquer tecnologia da sua propriedade ou das suas Empresas Afiliadas ou a tecnologia propriedade de um terceiro que tenha sido licenciada à Concessionária ou ao Operador.

Artigo 21
(Cessão)

21.1 Qualquer cessão de interesse directo ou indirecto ao abrigo deste CCPP ou de uma Concessionária que detém uma Interesse Participativo neste CCPP está sujeita à aprovação do Ministro que superintende a área dos petróleos nos termos da legislação aplicável.

21.2 Nenhuma unificação de Depósitos de Petróleo nos termos deste CCPP ou da legislação aplicável, e/ou qualquer ajustamento à parte da Descoberta unificada atribuída à Área do Contrato de Concessão será considerada como uma cessão nos termos deste artigo.

21.3 Nenhuma Concessionária pode ceder um Interesse Participativo que represente menos de dez por cento (10%) do total de Interesses Participativos no CCPP, a menos que a cessão seja feita a uma outra Concessionária deste CCPP ou consequente de um Acordo de Unificação aprovado pelo Governo.

21.4 Cada Concessionária deve a qualquer momento deter um Interesse Participativo neste CCPP de pelo menos 10 (dez) por cento, excepto para os casos de unificação.

21.5 A Concessionária que for nomeada e assumir a posição como Operador deve a qualquer momento deter um Interesse Participativo neste CCPP de pelo menos vinte e cinco (25) por cento, salvo para os casos de unificação.

Artigo 22
(Força Maior)

22.1 O incumprimento ou mora no cumprimento, na totalidade ou em parte, pelo Governo ou por qualquer Concessionária, de qualquer obrigação nos termos do presente CCPP, exceptuando as obrigações de efectuar pagamentos nos termos do presente CCPP, serão justificados quando, e na medida em que, tal incumprimento ou mora tenham sido causados por Força Maior.

22.2 Para efeitos deste CCPP, o termo "Força Maior" significa qualquer causa ou evento, fora do controlo razoável da Parte que alegue ter sido afectada por esse evento e não imputável a essa Parte, e que esteja na origem do incumprimento ou mora no cumprimento. Sem limitação do princípio geral que antecede, o termo Força Maior abrangerá fenómenos ou calamidades naturais incluindo, designadamente, epidemias, terramotos, tufões, relâmpagos, inundações, incêndios, explosões, guerras declaradas ou não, hostilidades transfronteiriças, bloqueios, insurreições, distúrbios da ordem pública, distúrbios laborais, greves, quarentenas e actos ilícitos do governo.

22.3 A Parte que reclamar a suspensão das suas obrigações nos termos deste CCPP com base em Força Maior:

(a) Notificará prontamente as demais Partes por escrito da sua ocorrência;

(b) Tomará todas as medidas razoáveis e legais para eliminar a causa de Força Maior, sendo que nada do que aqui está contido fará com que seja exigido às Concessionárias que, com observância da legislação aplicável, resolva quaisquer disputas laborais que não sejam em termos satisfatórios para as Concessionárias; e

(c) Após a eliminação ou cessação do evento de Força Maior, notificará prontamente as demais Partes, tomando todas as medidas razoáveis para o reinício do cumprimento das suas obrigações nos termos deste CCPP logo quanto possível após a eliminação ou cessação da Força Maior.

22.4 Nos casos em que, nos termos deste CCPP uma Concessionária tenha a obrigação ou o direito de praticar qualquer acto ou executar qualquer programa dentro de um determinado prazo ou os direitos atribuídos à Concessionária nos termos do presente CCPP devam subsistir por um determinado prazo, o prazo especificado será prorrogado para ter razoavelmente em conta qualquer período durante o qual, por motivo de Força Maior, a Concessionária tenha estado impossibilitada de executar o programa necessário para exercer um direito, cumprir as suas obrigações ou gozar os seus direitos ao abrigo do presente CCPP.

22.5 Nos casos em que uma situação de Força Maior persista por mais de 15 (quinze) dias consecutivos, as Partes reunirão imediatamente para analisarem a situação e acordarem as medidas a adoptar para a eliminação da causa de Força Maior e para o reinício, de acordo com o disposto neste CCPP, do cumprimento das obrigações ao abrigo do mesmo.

Artigo 23
(Natureza e Âmbito dos Direitos da Concessionária)

23.1 O direito das Concessionárias de usar a terra, área marítima ou fundo do mar, será nos termos da legislação aplicável e continuará a ser aplicado a áreas inicialmente incluídas na Área do Contrato de Concessão, mas subsequentemente objecto de renúncia de acordo com os termos deste CCPP, nos casos em que esse uso seja razoavelmente necessário para realizar as Operações Petrolíferas na Área do Contrato de Concessão que então permaneça objecto deste CCPP.

23.2 Nos casos em que, no decurso da realização de Operações Petrolíferas na Área do Contrato de Concessão, as Concessionárias perturbem os direitos de eventuais legítimos ocupantes das terras ou cause danos às suas colheitas em crescimento, árvores, construções, gado ou benfeitorias, as Concessionárias pagarão ao legítimo ocupante uma indemnização por essa perturbação ou dano desde que tenham sido julgadas responsáveis a pagar por meio de uma sentença transitada em julgado, não passível de recurso emitida por um tribunal ou organismo de arbitragem ao abrigo da jurisdição moçambicana.

23.3 Quando, no decurso da realização das Operações Petrolíferas na Área do Contrato de Concessão, as Concessionárias causem perturbações aos direitos de uma Pessoa que tenham os seus campos ou zonas de pesca ocupados, as suas actividades de aquacultura limitadas, os seus equipamentos de pesca ou de aquacultura transferidos para locais menos favoráveis sob um prisma de gestão de recursos marítimos ou comercial, bem como tenham o seu equipamento, as suas capturas ou o seu pescado poluído ou danificado, as Concessionárias deverão pagar à Pessoa afectada uma indemnização relativa à perturbação demonstrável ou dano provocado como as Concessionárias possam ser condenadas através de uma sentença transitada em julgado, não passível de recurso emitida por um tribunal ou organismo de arbitragem ao abrigo da jurisdição moçambicana.

23.4 Para os efeitos descritos neste Artigo, são conferidos às Concessionárias os seguintes direitos, sujeitos à legislação aplicável, de acordo com o disposto no programa de trabalhos respectivo aplicável e com o consentimento de, e sujeito a tais termos e condições acordados com, qualquer Pessoa que tenha o direito de:

(a) Fazer furos artesianos e represar águas de superfície, bem como estabelecer sistemas para o fornecimento de água para as Operações Petrolíferas e para consumo do seu pessoal e Subcontratados;
(b) Extrair, dispor e utilizar minerais nas Operações Petrolíferas na República de Moçambique materiais tais como cascalho, areias, cal, gesso, pedra e barro;
(c) Erguer, instalar, manter e operar motores, maquinaria, oleodutos/gasodutos, condutas, umbilicais, tanques de armazenagem, estações de compressão, estações de bombeamento, casas, edifícios e todas as outras construções, instalações, obras, plataformas, outras instalações e equipamentos conexos que sejam necessários à prossecução das suas Operações Petrolíferas;
(d) Erguer, instalar, manter e operar todos os sistemas e Infraestruturas de comunicações e transporte, mas não o deverá fazer, salvo para finalidades temporárias, sem que as plantas as localizações de tais sítios sejam submetidos e

aprovados pelo Governo segundo condições razoáveis de instalação e funcionamento desses sistemas e Infraestruturas;

(e) Erguer, manter e operar portos e terminais para uso exclusivo nas Operações Petrolíferas, em conjunto com os necessários meios de comunicação e transporte entre essas Infraestruturas e qualquer parte da Área do Contrato de Concessão;

(f) No que respeita a terras localizadas fora da Área do Contrato de Concessão, ter direito de passagem em terras que não estejam ocupadas com uso e aproveitamento por qualquer Pessoa e, nos casos de terras em ocupação com uso e aproveitamento do Estado ou de qualquer empresa pública, departamento ou organismo do Estado, ter direito de passagem nos termos e condições razoáveis que o Governo e a Concessionária venham a acordar; e

(g) no que respeita a terras localizadas fora da Área do Contrato de Concessão, ter, de outra forma que não a atrás referida, o uso da terra necessariamente exigida para a realização de Operações Petrolíferas com o acordo da Pessoa que detenha um direito afectado, incluindo o legítimo ocupante da terra ou, no caso de terras não ocupadas ou terras ocupadas pelo Governo ou qualquer empresa pública, departamento ou organismo do Estado, nos termos e condições razoáveis que o Governo venha a definir.

23.5 Se o uso dos direitos pelas Concessionárias referidos no artigo 23.4, for de natureza temporária, não excedendo 1 (um) ano, o Governo autorizará esse uso temporário mediante depósito por parte das Concessionárias junto do Governo de uma quantia a título de indemnização a esse legítimo ocupante pela perda do uso e pelos danos aos seus interesses na terra. Se a ocupação pretendida for superior a 1 (um) ano, o Governo autorizará o uso das terras em questão pelas Concessionárias mediante depósito por parte desta junto do Governo de uma quantia a título de indemnização, tomando as necessárias providências no sentido de conceder às Concessionárias o direito de usufruir desse direito ao abrigo da lei na altura em vigor como se as Operações Petrolíferas fossem em todos os aspectos uma obra de utilidade pública

23.6 Caso o Governo exerça qualquer direito que possa ter ao abrigo da legislação moçambicana de, por razões imperativas ligadas ao interesse nacional, adquirir Petróleo pertencente às Concessionárias, o Governo deverá:

(a) Notificar por escrito com a antecedência mínima de quarenta e cinco (45) dias do exercício desse direito e das quantidades que pretende adquirir, devendo as Concessionárias fornecer as quantidades objecto dessa notificação a partir do Petróleo a que as Concessionárias têm direito nos termos deste CCPP no Ponto de Entrega ou noutro que possa ser acordado ou ainda noutro ponto dentro da jurisdição moçambicana designado pelo Governo. Os custos adicionais incorridos pelas Concessionárias por forma a entregar o Petróleo num outro ponto que não seja o Ponto de Entrega, com instalações e equipamento, serão reembolsados às Concessionárias pelo Governo, e o custo de quaisquer instalações ou equipamentos novos, para serem usadas em tal entrega, será pago pelo Governo;

(b) pagará às Concessionárias a totalidade do valor de mercado do Petróleo assim adquirido, valor esse determinado de acordo com o artigo 10. O pagamento do Petróleo assim adquirido em qualquer mês civil será efectuado em dólares dos Estados Unidos da América no prazo de 30 (trinta) dias a contar do final desse mês civil. A Concessionária pode receber, transferir para, e manter no estrangeiro e dispor livremente da totalidade ou parte dos montantes dessa forma pagos.

Artigo 24
(Protecção do Ambiente)

24.1 As disposições da legislação aplicável em matéria de protecção do ambiente, prevenção da poluição e protecção de objectos de valor histórico, cultural e natural, são aplicáveis às Operações Petrolíferas autorizadas e realizadas nos termos do presente CCPP.

24.2 As condições específicas relativas à protecção do ambiente, prevenção da poluição e protecção de objectos de valor histórico, cultural e natural, incluindo questões como descritas no convite para se candidatar a Contratos de Concessão para Pesquisa e

Produção, deverão ser aplicadas às Operações Petrolíferas ao abrigo deste CCPP. Adicionalmente os seguintes requisitos aplicar-se-ão os termos da Operações Petrolíferas dentro da Área do Contrato de Concessão:

[....]

24.3 Se as concessionárias não cumprirem com a legislação aplicável e com este CCPP no que diz respeito à protecção do ambiente dentro de um período razoável de tempo, o Governo poderá, depois de notificar as Concessionárias por escrito de tal falta de cumprimento e dar um período de tempo razoável para tomar medidas correctivas, tomar qualquer medida que possa ser necessária para corrigir essa falha, e recuperar a partir da Concessionária, imediatamente após de ter tomado tal medida, todas as despesas incorridas em conexão com tal acção, acrescidas de juros à taxa LIBOR em vigor mais um (1) ponto percentual compostos trimestralmente e calculado a partir da data em que tais despesas são efectuadas até que seja reembolsado.

Artigo 25
(Renúncia e Resolução)

25.1 As Concessionárias poderão mediante legislação aplicável:

(a) se as suas obrigações relativas a qualquer subperíodo do Período de Pesquisa tiverem sido cumpridas, renunciar, aos seus direitos relativamente à totalidade da Área do Contrato de Concessão, com a consequência de que nenhuma nova obrigação lhes será atribuída posteriormente; e

(b) Renunciar, a qualquer momento, aos seus direitos relativamente a qualquer área que seja parte da Área do Contrato de Concessão, com a consequência de que nenhuma nova obrigação lhes será atribuída posteriormente relativamente a tal área, estabelecendo-se, no entanto, que nenhuma renúncia, pela Concessionária dos seus direitos sobre qualquer parte da Área do CCPP as exonera do cumprimento de qualquer das suas obrigações, tal como estabelecido no artigo 4.

25.2 Nos casos em que houver mais do que uma Concessionária e haver motivos justificados para o Governo nos termos da lei aplicável revogar o CCPP e, o Governo não poderá revogar o CCPP a não ser que os motivos desta revogação sejam aplicáveis a todas Concessionárias. Se os motivos para a revogação se aplicarem a menos de todas as Concessionárias o Governo poderá somente revogar o respectivo Interesse Participativo da Concessionária que violou os termos do CCPP.

Artigo 26
(Consulta, Arbitragem e Perito Independente)

26.1 Para efeitos do presente artigo existem duas partes, o Governo e a Concessionária. Qualquer disputa entre as partes será regida nos termos deste artigo.

26.2 Os litígios serão resolvidos, se possível, por negociação entre as Partes. A notificação da existência de um litígio será efectuada por uma Parte à outra de acordo com o disposto no artigo 33. Caso não seja alcançado acordo no prazo de 30 (trinta) dias após a data em que uma Parte notifique a outra da existência de um litígio, ou noutro prazo mais extenso que esteja expressamente previsto noutros artigos deste CCPP, qualquer Parte terá direito a ver esse litígio dirimido por arbitragem ou por um perito conforme previsto neste artigo 26. A arbitragem e a determinação por perito, conforme atrás referido, constituirão os únicos métodos de decisão de um litígio ao abrigo deste CCPP.

26.3 Sujeito às disposições deste artigo 26 e salvo para a questão submetida a um perito único conforme o disposto no artigo 26.6, as Partes submeterão qualquer disputa emergente deste CCPP que não possa ser resolvida por via negocial nos termos do artigo 26.2, a arbitragem nos termos a seguir descritos:

(a) Todas as disputas serão submetidas para resolução arbitral final de acordo com as Regras da Arbitragem da Comissão das Nações Unidas de Direito Comercial Internacional, CNUDCI (*United Nations Commission on International Trade Law* ("UNCITRAL") *Arbitration Rules*) em vigor na Data Efectiva;

(b) O local da arbitragem será Genebra na Suíça e a lei substantiva da arbitragem será a lei moçambicana.

(c) A arbitragem será conduzida na língua inglesa. Sem prejuízo do artigo 28, a versão inglesa deste CCPP assinada pelas partes será usada como a tradução oficial na instância arbitral.
(d) Qualquer decisão de um árbitro ou árbitros será final e vinculará todas as Partes;
(e) O painel arbitral será composto por três (3) árbitros designados conforme as Regras do UNCITRAL, contudo, mediante acordo mútuo de ambas as Partes, a arbitragem pode ser conduzida por um árbitro único designado nos termos das Regras do UNCITRAL. A menos que ambas as Partes concordem que a disputa seja resolvida por um árbitro único, a Parte demandante nomeará no pedido de arbitragem, e a Parte respondente nomeará, por sua vez, dentro de trinta (30) dias do registo do pedido, um (1) árbitro de acordo com as Regras do UNCITRAL. No prazo de trinta (30) dias da data em que ambos os árbitros tenham aceitado a sua nomeação, os árbitros assim designados concordarão num terceiro árbitro que será o Presidente do tribunal arbitral. Se uma das Partes não nomear um árbitro nos termos acima, ou se os árbitros nomeados pelas Partes não concordem no terceiro árbitro dentro do prazo especificado acima, então a autoridade competente para indicação, o Tribunal Permanente de Arbitragem em Haia, quando requerido por uma das Partes nomeará conforme as Regras do UNCITRAL. Se ambas as Partes concordarem que a disputa seja resolvida por um árbitro único este será nomeado por acordo entre as Partes sujeito a aceitação pelo árbitro nomeado; contanto que se as Partes não cheguem a acordo para a nomeação do árbitro único, no prazo de trinta (30) dias da data do registo do pedido pela Parte requerida, então o Secretario Geral do Tribunal Permanente de Arbitragem, quando requerido por uma das Partes designará o árbitro único de acordo com as Regras de UNCITRAL;
(f) na medida do possível, as Partes deverão continuar a implementar os termos deste CCPP, sem prejuízo do início dos procedimentos arbitrais e da pendência de uma disputa;
(g) as disposições deste artigo 26 continuarão em vigor após o termo deste CCPP; e
(h) nenhum perito único ou árbitro do tribunal arbitral será da mesma nacionalidade que qualquer das Partes.

26.4 Qualquer sentença ou decisão, incluindo uma sentença ou decisão interlocutória proferida em processo de arbitragem conduzido nos termos deste artigo 26, será vinculativa para as Partes, podendo o seu reconhecimento e execução ser promovido em qualquer tribunal que tenha competência para o efeito. Cada Parte renuncia por este meio, de forma irrevogável, a qualquer defesa fundada em imunidade de soberania e renuncia a invocar imunidade:

(a) Relativamente a processos para execução de qualquer das referidas sentenças arbitrais ou decisões, incluindo, designadamente, imunidade relativa a citações processuais e à jurisdição de qualquer tribunal; e
(b) Relativamente a imunidade de execução de qualquer das referidas sentenças arbitrais contra os bens da República de Moçambique detidos para fins comerciais.

Para efeitos deste artigo 26.4, entende-se que "as Partes" compreenderão cada Concessionária.

26.5 Quaisquer questões em litígio de natureza técnica que não digam respeito à interpretação da lei ou aplicação deste CCPP e que devam ser submetidas a um perito único nos termos do disposto neste CCPP, incluindo nos termos da alínea e) do artigo 10.4 deste CCPP e alínea e) do artigo 2.1 Anexo "C" ou qualquer outra questão de natureza substancialmente equivalente às descritas nos tais artigos (ou qualquer outra questão que as Partes possam de outra forma acordar em submeter ao perito), deverão ser referidos para determinação de um perito único, uma vez suscitadas por uma das Partes, através de notificação escrita para esse efeito nos termos do artigo 33. Essa notificação conterá uma exposição do litígio e todas as informações relevantes com ele relacionado. O perito único será uma pessoa independente e imparcial de reputação internacional com qualificações e experiência nomeado por acordo mútuo das Partes. O perito único designado actuará na qualidade de perito e não na de árbitro ou mediador, sendo instruído no sentido de resolver o litígio que lhe é submetido no prazo de 30 (trinta) dias após a

sua nomeação mas nunca num prazo superior a 60 (sessenta) dias após a sua nomeação. Após a escolha do perito único, a Parte que receber a referida notificação de submissão da questão apresentará a sua própria exposição contendo toda a informação que considere relevante quanto à matéria em litígio. A decisão do perito único será final e vinculativa, não sendo susceptível de qualquer recurso, salvo em caso de fraude, corrupção ou manifesto incumprimento dos procedimentos aplicáveis deste CCPP. Se as Partes não chegarem a acordo quanto à nomeação do perito único no prazo de 20 (vinte) dias após uma das Partes ter recebido uma notificação de submissão da questão nos termos deste artigo, o perito único será seleccionado pelo Presidente do Instituto da Energia, Londres, sendo a pessoa assim seleccionada posteriormente nomeada pelas Partes.

26.6 O perito único decidirá qual o processo a adoptar na tomada de decisão, incluindo se as Partes deverão apresentar requerimentos e alegações por escrito ou oralmente, e as Partes deverão colaborar com o perito único e disponibilizar toda a documentação e informação que o perito possa solicitar. Toda a correspondência, documentação e informação disponibilizada por uma Parte ao perito único deverá ser também enviada à outra Parte e quaisquer requerimentos orais efectuados perante o perito único deverão ser realizados na presença de todas as Partes, e cada Parte terá o direito de resposta. O perito único poderá obter qualquer opinião técnica ou profissional independente que considere necessária. A versão inglesa deste CCPP assinada como documento de apoio pelas Partes deverá ser utilizada como tradução oficial em qualquer decisão tomada pelo perito único. Os honorários e despesas de um perito único nomeado pelas Partes nos termos do artigo 26.5 serão suportados em partes iguais pelas Partes.

26.7 As Partes comprometem-se por este meio a não exercer qualquer direito de intentar uma acção judicial nos termos de qualquer jurisdição ou lei, visando a anulação de qualquer sentença arbitral, interlocutória ou final, que haja sido proferida de acordo com este artigo 26 excepto que nada neste Artigo 26.7 será lido ou interpretado como impondo qualquer limitação ou constrangimento no direito de qualquer das Partes de solicitar a anulação de qualquer sentença arbitral, interlocutória ou final (a) tomada por um tribunal arbitral do UNCITRAL com base nos fundamentos e de acordo com o procedimento previsto no artigo 52 da Convenção ou (b) tomada pelo tribunal arbitral de acordo com as Regras de Arbitragem da UNCITRAL com base nos fundamentos estabelecidos no Artigo 52 da Convenção.

Artigo 27
(Lei Aplicável)

27.1 Este CCPP reger-se-á e será interpretado de acordo com as leis da República de Moçambique.

Artigo 28
(Língua)

Este CCPP foi redigido em [……] exemplares na línguas portuguesa para assinatura pelo Governo e por cada Concessionária. Um (1) exemplar original assinado em Português será conservado por cada uma das Partes. Uma tradução em Inglês será preparada e rubricada como um documento de apoio pelas Partes do presente CCPP. No entanto, em caso de conflito entre o texto original Português e a tradução em Inglês, o texto original Português prevalecerá.

Artigo 29
(Acordo de Operações Conjuntas)

29.1 Imediatamente após a celebração deste CCPP será assinado pelas Concessionárias um acordo de operações conjuntas.

29.2 O acordo de operações conjuntas está sujeito a aprovação pelo Governo, constituindo tal aprovação uma condição deste CCPP.

29.3 Qualquer outro acordo, para além do acordo de operações conjuntas, que seja celebrado entre as Concessionárias relativamente às Operações Petrolíferas deverá estar de acordo com o disposto neste CCPP e deverá ser apresentado ao MIREME para aprovação assim que tiver sido celebrado.

29.4 O INP nomeará representantes que terão direito a participar como observadores em qualquer reunião do Comité Operacional estabelecido em conformidade com o Acordo de Operações Conjuntas (JOA). O mesmo se aplica para qualquer subcomissão ou grupo de trabalho criado no âmbito do Comité Operacional para efeitos de Operações Petrolíferas nos termos do presente CCPP ou, conforme o caso, o Comité Operacional, subcomités ou grupos de trabalho ao abrigo de um acordo de unificação. O Operador deve copiar o INP em todas as notificações e documentação, incluindo minutas e actas em relação a tais reuniões. Os observadores governamentais designados devem agir apenas como observadores não devendo interferir ou participar em quaisquer discussões ou decisões durante essas reuniões, ou oferecer conselhos ou pontos de vista sobre as questões levantadas ou discutidas.

Artigo 30
(Acordos Futuros)

Fica entendido que qualquer acordo escrito que possa em qualquer momento vir a ser celebrado entre a Concessionária, por um lado, e o Governo, por outro, conforme seja necessário ou pretendido no contexto do presente CCPP, será considerado como tendo sido aprovado da mesma forma como se tivesse sido incluído originalmente neste CCPP.

Artigo 31
(Regime Cambial)

Para efeitos do presente CCPP, as matérias relativas as operações cambiais serão regidas nos termos da Lei Aplicável em vigor.

Artigo 32
(Prevenção de Corrupção)

32.1 O Governo e a Concessionária devem cooperar na prevenção da corrupção. As partes comprometem-se a tomar medidas disciplinares administrativas e medidas legais céleres em suas respectivas responsabilidades para parar, investigar e processar de acordo com a legislação nacional qualquer pessoa suspeita de corrupção ou de qualquer outra utilização indevida de recursos intencional.

32.2 Nenhuma oferta, presente, pagamento ou benefício de qualquer espécie ou que constitui uma prática ilegal ou corrupta nos termos da legislação aplicável da República de Moçambique, devem ser oferecidos ou aceites, directa ou indirectamente, como um incentivo ou recompensa para a execução deste CCPP ou para fazer ou não fazer qualquer acção ou tomar qualquer decisão em relação a este CCPP.

32.3 O parágrafo acima é igualmente aplicável à Concessionária, suas empresas afiliadas, agentes, representantes, subcontratados e consultores quando tal oferta, presente, pagamentos ou outros benefícios de qualquer natureza viola:

(a) As leis aplicáveis da República de Moçambique;
(b) As leis do Estado de constituição ou estabelecimento principal da empresa-mãe da Concessionária exercer controlo directo ou indirecto de uma Concessionária, ou
(c) As leis do Estado de constituição ou estabelecimento principal de agentes representante, subcontratados e consultores ou qualquer entidade que exerça um controlo directo ou indirecto sobre tais agentes, representantes, subcontratados e consultores
(d) os princípios descritos na Convenção das Nações Unidas sobre o Combate da Corrupção de Funcionários Públicos Estrangeiros em Transacções Comerciais Internacionais, assinada em Paris a 17 de Dezembro de 1997 e que entrou em vigor a 15 de Fevereiro de 1999, incluindo os comentários às convenções.

Artigo 33
Notificações

33.1 Todas as notificações, facturas e outras comunicações nos termos do presente CCPP considerar-se-ão como tendo sido adequadamente efectuadas ou apresentadas se formuladas por escrito e entregues pessoalmente ou por correio expresso, ou enviadas

por fax e confirmadas por correio expresso, para os endereços indicados neste artigo 33.2, tendo os portes associados à respectiva entrega dessas notificações, facturas e outras comunicações sido pagos pelo remetente.

33.2 Todas as notificações serão endereçadas ao Governo ou à Concessionária, conforme o caso, como se segue:

(a) O Governo
MINISTÉRIO DOS RECURSOS MINERAIS E ENERGIA
Prédio Montepio, Avenida Fernão de Magalhães, n.º 34, 1.º Andar
Caixa Postal 2904
Maputo, Moçambique
Posição
Telefone: + 258 21
Telefax: + 258 21

(b) [ABC]
Av. 1214
Maputo
À atenção de: Administrador
Telefone: +258 21
Telefax: +258 21

[XYZ]
Av.
Caixa Postal
Posição
Telefone: +258 21
Telefax: +258 21

33.3 Sem prejuízo do disposto no artigo 33.4, cada uma das Partes do presente CCPP poderá substituir ou alterar o endereço atrás indicado através de comunicação escrita às demais.

33.4 Cada Concessionária manterá permanentemente um endereço em Maputo para efeitos de recepção de notificações.

EM TESTEMUNHO DO QUE, o Governo e a Concessionária assinaram este CCPP em [……..] exemplares originais na língua portuguesa, na data acima primeiramente referida.

O GOVERNO
Por: _____
Letícia Deusina da Silva Klemens
Ministro dos Recursos Minerais e Energia
Data:

Por:
Data:

[XYZ]
Por:
Data:

ANEXO "A"

DESCRIÇÃO DA ÁREA DO CONTRATO

[Coordenadas Geográficas do CCPP - área a inserir de acordo com a proposta]

ANEXO "B"

MAPA DA ÁREA DO CONTRATO DE CONCESSÃO

[Mapa da área a ser inserida]

ANEXO "C"
Procedimento Contabilístico e Financeiro do Contrato de Concessão

O presente Anexo constitui parte integrante do Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção datado de […..] de […] de [20...], celebrado entre o Governo da República de Moçambique a [….] e a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, (ENH) E.P (doravante referido como o "CCPP").

Secção 1
(Disposições Gerais)

1.1 Definições

Para efeitos destes Procedimentos Contabilísticos e Financeiros do CCPP, os termos aqui utilizados que estejam definidos na lei aplicável e no CCPP, terão o mesmo significado quando usados neste Procedimento Contabilístico e Financeiro do CCPP.

1.2 Relatórios de Apresentação Obrigatória pelas Concessionárias

a) *No prazo de 90 (noventa) dias da Data Efectiva, as Concessionárias submeterão ao Governo uma proposta esquemática de planos de contas, registos e relatórios operacionais, que deverão estar em conformidade com a lei moçambicana aplicável, com os princípios contabilísticos geralmente aceites e reconhecidos e, consistentes com as melhores práticas da indústria petrolífera internacional. Dentro de 90 (noventa) dias da recepção da supra referida submissão, o Governo deverá, ou indicar a sua aceitação da proposta, ou requerer que sejam efectuadas revisões à mesma. No prazo de 180 (cento e oitenta) dias da aprovação pelo Governo das propostas da Concessionária, a Concessionária e o Governo acordarão no esquema do plano de contas, registos e relatórios operacionais, os quais descreverão as bases do sistema e procedimentos contabilísticos a serem desenvolvidos e utilizados ao abrigo do CCPP. Logo que alcançado o acordo, as Concessionárias prepararão e entregarão expeditamente ao Governo, cópias formais dos planos de contas exaustivos relativos às funções de contabilidade, registos e relatórios, e permitirão que o Governo examine os seus manuais, se existentes, e reveja os procedimentos que são, ou que serão observados no âmbito do CCPP.*

b) Sem prejuízo do princípio geral supra, as Concessionárias são obrigadas a elaborar com regularidade relatórios alusivos às Operações Petrolíferas, nomeadamente:

(i) Relatório de Produção (ver Secção 5 deste Anexo);
(ii) Relatório do Valor da Produção e de Produção sobre a Produção de Petróleo (ver Secção 6 deste Anexo);
(iii) Relatório de Recuperação de Custos (ver Secção 7 deste Anexo);
(iv) Relatório do Preço de GNL (ver Secção 7 deste Anexo);
(v) Relatório de Despesas e Receitas (ver Secção 8 deste Anexo);
(vi) Relatório Anual Final (ver Secção 9 deste Anexo);
(vii) Orçamento (ver Secção 10 deste Anexo);
(viii) Planos a Longo Prazo (ver Secção 11 deste Anexo);

c) Todos os relatórios e declarações serão elaborados em conformidade com o disposto no CCPP na lei aplicável e, quando não existam quaisquer disposições aplicáveis em qualquer destes, em conformidade com os princípios contabilísticos geralmente aceites e reconhecidos, consistentes com as melhores práticas da indústria petrolífera internacional.

1.3 Língua e Unidades de Conta

a) As contas serão mantidas em dólares norte americanos ou qualquer outra moeda que seja exigida nos termos da lei aplicável. Para efeitos de recuperação de custos, a moeda de referência será o Dólar norte-americano. As medidas exigidas nos termos deste Anexo, serão efectuadas em unidades métricas e barris.

b) A língua utilizada será a Inglesa e qualquer outra língua que possa ser exigida nos termos da lei aplicável. Quando necessário, para clarificação, a Concessionária

também poderá manter contas e registos em outras línguas, unidades de medida e moedas.

c) Pretende-se com estes Procedimentos Contabilísticos e Financeiros que nem o Governo, nem a Concessionária, obtenham qualquer ganho ou sofram qualquer perda com a variação de câmbio em detrimento, ou em benefício, do outro. No entanto, caso ocorra qualquer ganho ou perda em consequência de uma conversão de moeda, esta será creditada ou debitada às contas ao abrigo do CCPP.

d) Os montantes recebidos, custos e despesas efectuadas em Meticais Moçambicanos ou em dólares dos Estados Unidos da América, serão convertidos de Meticais Moçambicanos para dólares dos Estados Unidos da América ou vice- versa, com base na média das taxas de câmbio de compra e de venda entre as moedas em questão, tais como publicadas pelo Banco de Moçambique ou nos termos da lei aplicável, prevalecentes no dia da transacção efectiva, no qual tais montantes são recebidos e os custos e despesas são pagos, ou como venha a ser acordado entre as Partes.

e) Os montantes recebidos, custos e despesas incorridos em moedas que não sejam Meticais de Moçambique ou dólares dos Estados Unidos, serão convertidos para dólares norte americanos com base na média das taxas de câmbio de compra e de venda entre as moedas em questão, tais como publicadas pelo "Wall Street Journal" ou, caso não seja publicada neste, pelo "Financial Times", prevalecentes no dia da transacção efectiva, no qual tais montantes são recebidos e os custos e despesas são pagos, ou como venha a ser acordado entre as Partes.

1.4 Pagamentos

a) Salvo nos casos previstos nas Subsecções 1.4 (b) e (c), todos os pagamentos entre as Partes, excepto se diversamente acordado, serão efectuados em dólares norte americanos e através de um banco designado por cada parte com direito a receber um pagamento.

b) O pagamento de quaisquer impostos devidos pela Concessionária será efectuado nos termos do CCPP e da lei aplicável.

c) A liquidação da obrigação da Concessionária com relação ao Imposto sobre a Produção do Petróleo e à quota-parte do Governo no Petróleo Lucro será efectuada de acordo com o CCPP.

d) Todas as quantias devidas por uma Concessionária ao Governo ao abrigo do CCPP, durante qualquer mês civil, vencerão juros por cada dia que tais quantias estejam em atraso durante tal mês, acumulados trimestralmente a uma taxa anual igual à LIBOR, acrescida de 1% (um por cento).

1.5 Direitos de Auditoria e Inspecção do Governo

a) Após um aviso prévio de 60 (sessenta) dias à Concessionária, a entidade competente do Governo terá o direito de auditar as contas e os registos da Concessionária mantidos nos termos das disposições do Contrato relativamente a cada ano civil, dentro do prazo de 5 (cinco) anos do final de cada ano civil em questão. O relatório de auditoria relativo às contas de qualquer ano civil, será submetido à Concessionária dentro do prazo de 5 (cinco) anos do final de tal ano civil. Para efeitos de auditoria o Governo poderá examinar e verificar, em momentos razoáveis, todos os encargos e créditos relacionados com as Operações Petrolíferas, tais como livros e movimentos contabilísticos, registos materiais e quaisquer outros documentos, correspondência e registos necessários para auditar e verificar os encargos e créditos. Mais ainda, os auditores terão o direito de, com relação a tal auditoria, mediante notificação efectuada com uma antecedência razoável, visitar e inspeccionar todos os locais de trabalho, unidades de produção, instalações, armazéns e escritórios da Concessionária que estejam ao serviço das Operações Petrolíferas, incluindo visitar o pessoal associado a essas operações.

b) Sem prejuízo do carácter definitivo dos assuntos, tal como descritos na Subsecção 1.5 (a), todos os documentos referidos nessa Subsecção deverão ser mantidos e disponibilizados para inspecção e auditoria do Governo pelo período de tempo que se encontre prescrito na lei aplicável.

c) Caso o Governo não proceda a uma auditoria com respeito a um determinado ano civil, ou proceda à auditoria, mas não emita o relatório de auditoria dentro do prazo estipulado na Subsecção 1.5 (a) supra, considerar-se-á que o Governo não apresentou quaisquer objecções ao Relatório de Recuperação de Custos preparado e mantido pela Concessionária e tal Relatório de Recuperação de Custos será tido como verdadeiro e correcto para efeitos de Recuperação de Custos no ano civil em questão, salvo nos casos de erro material, fraude ou conduta dolosa. Nos casos em que o Governo proceda a uma revisão e emita um relatório de auditoria, o Governo será tido como não tendo apresentado qualquer objecção ao Relatório de Recuperação de Custos e tal Relatório de Recuperação de Custos será considerado como verdadeiro e correcto para efeitos de Recuperação de Custos no ano civil em questão, com respeito a cada item que não seja sujeito a excepção em tal relatório de auditoria, na ausência de erro material, fraude ou conduta dolosa.

Secção 2

2. Classificação, Definição e Afectação de Custos e Despesas

De acordo com a lei aplicável, todas as despesas relacionadas com as Operações Petrolíferas serão classificadas, definidas e afectas, como se segue:

2.1 Custos de Pesquisa

Consistirão em todos os custos directos e custos indirectos imputados e incorridos na Pesquisa de Petróleo na Área do Contrato de Concessão, incluindo, nomeadamente:

a) Levantamentos e estudos aéreos, geofísicos, geoquímicos, paleontológicos, geológicos, topográficos e sísmicos e suas interpretações.
b) Perfuração de reconhecimento por testemunhagem (*core hole drilling*) e perfuração de Poços de água relacionada a Operações Petrolíferas.
c) Mão-de-obra, materiais e serviços usados na perfuração de Poços com o objectivo de identificar novos Depósitos de Petróleo ou com o fim de avaliar a dimensão de Depósitos de Petróleo já descobertos, na medida em que tais Poços não estejam completados como Poços de Produção.
d) Instalações utilizadas somente como suporte de tais fins, incluindo estradas de acesso e informação geológica e geofísica adquirida.
e) Custos com Serviços imputados às operações de Pesquisa, nos termos da legislação aplicável ou, caso tal legislação não exista, conforme acordado de forma sistemática entre o Governo e a Concessionária e, caso não cheguem a acordo, será decidida por um perito único nos termos do disposto no artigo 26 do CCPP.
f) Despesas Gerais e Administrativas afectas às Operações de Pesquisa, nos termos da legislação aplicável ou, caso tal legislação não exista, conforme acordado de forma sistemática entre o Governo e a Concessionária e, caso não cheguem a acordo, será decidida por um perito único nos termos do disposto no artigo 26 do CCPP.

2.2 Despesas de Investimento em Desenvolvimento e Produção

Consistirão em todas as despesas incorridas para Desenvolvimento e Produção, incluindo, nomeadamente:

a) Perfuração de Poços que estejam completados como Poços em produção e perfuração de Poços com vista à Produção dum Depósito de Petróleo já descoberto, independentemente de tais Poços se encontrarem secos ou em produção.
b) Completamento de Poços por via de instalação de tubagem de revestimento ou equipamento ou de outro modo, após a perfuração de um Poço com o objectivo de utilizá-lo para efeitos de produção.
c) Custos intangíveis de perfuração, tais como, mão-de-obra, material consumível e serviços sem qualquer valor residual, que sejam incorridos com a perfuração e aprofundamento de Poços para efeitos de Produção.
d) Os custos de construção e instalação de Infraestruturas para Operações Petrolíferas ao abrigo do Plano de Desenvolvimento aprovado, tais como linhas de fluxo, unidades de produção e tratamento, equipamento da cabeça do poço, equipamento de sub-superficie, sistemas de recuperação aperfeiçoados, plataformas marítimas incluindo unidades flutuantes, Infraestruturas de liquefacção, armazenamento e

descarga na terra ou mar ("onshore" e "offshore"), instalações de armazenamento de Petróleo, terminais e cais de exportação, portos e instalações conexas e estradas de acesso para actividades de Produção.

e) Estudo de engenharia e concepção para Infraestruturas para Operações Petrolíferas.

f) Custos com Serviços afectos Desenvolvimento e Produção nos termos do disposto na legislação aplicável ou, caso tal legislação não exista, conforme acordado de forma sistemática entre o Governo e a Concessionária e, caso não cheguem a acordo, será decidida por um perito único nos termos do disposto no artigo 26 do CCPP.

g) Despesas Gerais e Administrativas afectas às Operações de Desenvolvimento e Produção, nos termos do disposto na legislação aplicável ou, caso tal legislação não exista, conforme acordado de forma sistemática entre o Governo e a Concessionária e, caso não cheguem a acordo, será decidida por um perito único nos termos do disposto no artigo 26 do CCPP.

2.3 Custos Operacionais

Consistirão em todas as despesas incorridas com as Operações Petrolíferas após o início da Produção Comercial, que não sejam Custos de Pesquisa, Despesas de Investimento em Desenvolvimento e Produção, Despesas Gerais e Administrativas e Custos com Serviços, incluindo, nomeadamente:

a) Operação, assistência, manutenção e reparação de Poços de produção e de injecção e todas as Infraestruturas para Operações Petrolíferas ao abrigo do Plano de Desenvolvimento aprovado, quais são concluídas durante as Desenvolvimento e Produção.

b) Planeamento, produção, controlo, medição e teste do fluxo de Petróleo assim como a recolha, arrecadação, tratamento, armazenamento e transporte do Petróleo do Depósito de Petróleo para o Ponto de Entrega.

c) O saldo das Despesas Gerais e Administrativas e Custos com Serviços não imputados às operações de Pesquisa ou as de Desenvolvimento e Produção.

2.4 Custos com Serviços

Custos com Serviço consistirão nas despesas directas e indirectas para apoiar as Operações Petrolíferas incluindo, armazéns, escritórios, acampamentos, cais, navios, veículos, equipamento motorizado rolante, aeronaves, instalações de incêndio e segurança, oficinas (*workshops*), instalações de água e de saneamento, centrais eléctricas, alojamentos, instalações comunitárias e recreativas e mobília, ferramentas e equipamento utilizados nessas actividades. Os custos com Serviços em qualquer ano civil incluirão a totalidade dos custos incorridos nesse ano para adquirir e/ou construir tais instalações, bem como os custos anuais para manter e operar as mesmas. Todos os custos com Serviços serão regularmente imputados tal como especificado na Subsecção 2.1 (e), 2.2 (g) e 2.3 aos Custos de Pesquisa, Despesas de Investimento em Desenvolvimento e Produção e aos Custos Operacionais.

Os Custos com Serviços incorridos durante o período com início na Data Efectiva até a data da aprovação pelo MIREME do primeiro Plano de Desenvolvimento para uma determinada Área de Desenvolvimento e Produção, serão integralmente afectos aos Custos de Pesquisa. Com início na data da aprovação pelo MIREME, do primeiro Plano de Desenvolvimento para uma determinada Área de Desenvolvimento e Produção e, caso seja necessário imputar os Custos com Serviços a, ou entre, Operações Petrolíferas, tal imputação será efectuada numa base equitativa de acordo com a legislação aplicável ou, caso tal legislação não exista, conforme acordado de forma sistemática entre o Governo e a Concessionária e, caso não cheguem a acordo, será decidida por um perito único nos termos do disposto no artigo 26 do CCPP.

A Concessionária entregará juntamente com cada Plano de Desenvolvimento proposto, uma descrição dos seus procedimentos de imputação dos Custos com Serviços.

2.5 Despesas Gerais e Administrativas

a) Todas as despesas com o escritório principal, escritórios de campo e custos gerais e administrativos na República de Moçambique, incluem, mas não se-limitam aos, serviços de supervisão, de contabilidade e de relações laborais.
b) Um encargo geral por serviços prestados fora de República de Moçambique para cobrir as Operações Petrolíferas e para consultoria e assistência ao pessoal, incluindo serviços financeiros, jurídicos, contabilísticos e de relações laborais. Este encargo constituirá 5% (cinco por cento) dos Custos do Contrato, até US$ 5,000,000 (cinco milhões de dólares norte americanos), 3% (três por cento) dessa parte dos Custos do Contrato, entre US$ 5,000,000 (cinco milhões norte americanos) e US$ 10,000,000 (dez milhões de dólares norte americanos) e 1,5% (um ponto cinco por cento) dos Custos do Contrato que excedam US$ 10,000,000 (dez milhões de dólares norte americanos). Os custos do Contrato aqui referidos incluirão todos os Custos de Pesquisa, Despesas de Investimento em Desenvolvimento e Produção, Custos Operacionais e Custos com Serviços.
c) Tal como especificado nas Subsecções 2.1 (f), 2.2 (h) e 2.3, todas as Despesas Gerais e Administrativas serão regularmente alocados aos Custos de Pesquisa, Despesas de Investimento em Desenvolvimento e Produção e aos Custos Operacionais.

As Despesas Gerais e Administrativas incorridas durante o período com início na Data Efectiva e termo na data da aprovação pelo Governo, do primeiro Plano de Desenvolvimento para uma determinada Área de Desenvolvimento e Produção, serão integralmente afectadas aos Custos de Pesquisa. Com início na data da aprovação pelo Governo, do primeiro Plano de Desenvolvimento para uma determinada Área de Desenvolvimento e Produção e, caso se torne necessário afectar Despesas Gerais e Administrativas a, ou entre, Operações Petrolíferas, tal imputação será efectuada numa base equitativa acordada entre as partes nos termos da lei aplicável. Caso não cheguem a acordo, tal afectação será decidida por um perito único, nos termos do Artigo 26 do CCPP.

A Concessionária entregará juntamente com cada proposta de Plano de Desenvolvimento, uma descrição dos seus procedimentos de afectação das Despesas Gerais e Administrativas.

2.6 Fundo de Desmobilização

Para efeitos dos custos relacionados com a implementação de um Plano de Desmobilização, será estabelecido um Fundo de Desmobilização para cada Área de Desenvolvimento e Produção, com início no trimestre da ocorrência de qualquer uma das seguintes situações:

a) o Petróleo Produzido alcance 50% do agregado dos recursos recuperáveis, tal como estipulado num Plano de Desenvolvimento aprovado e em qualquer sucessiva reavaliação de tais reservas recuperáveis iniciais; ou
b) 5 (cinco) anos antes da caducidade ou renúncia deste CCPP, ou de uso de qualquer instalação com vista à extracção de Petróleo de uma Área de Desenvolvimento e Produção dentro deste CCPP.

A Concessionária atribuirá, por cada trimestre subsequente no qual tenha sido produzido Petróleo, a título de Custos Operacionais, uma parte dos futuros custos de Desmobilização estimados.

A quantia a ser depositada no Fundo de Desmobilização para um trimestre, será considerada de Custos Operacionais, sujeita à limitação de Recuperação de Custos prevista na legislação aplicável e no artigo 9.6 do CCPP e será calculada como se segue:

QD = ECD X (CPP / EPR) – DFB

sendo que:

QD representa a quantidade de fundos a serem transferidos para o Fundo de Desmobilização, com respeito ao trimestre relevante;

ECD representa a estimativa de custos de Desmobilização, nos termos do Plano de Desmobilização preliminar aprovado pelo Governo;

EPR representa a estimativa de reservas remanescentes de Petróleo a serem recuperadas da Área de Desenvolvimento e Produção para qual o Plano de Desmobilização preliminar se aplica, a partir do final do trimestre em que tenha sido aberto o Fundo de Desmobilização;

CPP representa a Produção cumulativa de Petróleo da Área de Desenvolvimento e Produção para qual o Plano de Desmobilização preliminar se aplica, a partir do final do trimestre em que tenha sido aberto o Fundo de Desmobilização;

DFB representa o saldo do Fundo de Desmobilização no final do trimestre anterior.

Secção 3
3 Custos, Despesas, Encargos e Créditos das Concessionárias
3.1 Custos recuperáveis sem aprovação adicional do Governo

Sem prejuízo do disposto no CCPP e na lei aplicável, a Concessionária incorrerá e pagará os seguintes custos e despesas referentes às Operações Petrolíferas. Tais custos e despesas serão classificados sobre os títulos referidos na Secção 2. Tais custos e despesas são recuperáveis pela Concessionária nos termos do CCPP.

a) Direitos de Superfície
Compreende todos os custos directos atribuíveis à aquisição, renovação ou renúncia de direitos de superfície, adquiridos e mantidos em vigor para a Área do Contrato de Concessão.

b) Custos de Mão-de-Obra e Associados

(i) remunerações e salários brutos, incluindo bónus e prémios dos trabalhadores da Concessionária directamente envolvidos nas Operações Petrolíferas, independentemente da localização desses trabalhadores, sendo certo que, relativamente ao pessoal que dedique apenas parte do seu tempo às Operações Petrolíferas, somente a parte proporcional correspondente às remunerações, salários e benefícios acessórios aplicáveis;

(ii) os custos da Concessionária com relação a pagamentos de licenças, férias, doença, indemnizações por despedimento, se não for despedimento sem justa causa conforme determinado por um tribunal ou organismo de arbitragem competente, e incapacidade, pensões e sobrevivência aplicáveis às remunerações e salários debitáveis ao abrigo do número (i) supra. No caso de indemnizações por despedimento, pensões e sobrevivência acima mencionados, o montante do custo sujeito a recuperação será proporcional à duração do contrato de trabalho em período integral do trabalhador com a Concessionária e as Empresas Afiliadas delas. Caso se torne necessário afectar estes montantes a, ou entre, Operações Petrolíferas, tal imputação será efectuada numa base equitativa nos termos da lei aplicável ou, caso tal legislação não exista, conforme acordada entre o Governo e a Concessionária e, caso não cheguem a acordo, tal afectação será decidida por um perito único, nos termos do Artigo 26 do CCPP;

(iii) Despesas ou contribuições efectuadas em cumprimento de avaliações ou obrigações impostas pela legislação aplicável, que incidam sobre os custos da Concessionária com remunerações e salários debitáveis ao abrigo do número (i) supra;

(iv) O custo da Concessionária com planos estabelecidos para os trabalhadores, de seguro de vida, hospitalização, reforma e outros benefícios de natureza similar, usualmente concedidos aos trabalhadores da Concessionária;

(v) Despesas razoáveis dos trabalhadores da Concessionária com viagens e pessoais, incluindo aquelas incorridas com viagens e deslocação de trabalhadores expatriados e das suas famílias destacados param a República de Moçambique,

despesas que devem estar em conformidade com as práticas correntes da Concessionária;

c) Transporte de trabalhadores e materiais

Os custos com o transporte de trabalhadores, equipamento, materiais e provisões necessários para a execução das Operações Petrolíferas.

d) Despesas com Serviços

i. Contratos com Terceiros

Sujeita as regras definidas na legislação aplicável, os custos reais com contratos para a prestação de serviços técnicos ou de outra natureza, celebrados pela Concessionária com terceiros, para as Operações Petrolíferas, excepto com as Empresas Afiliadas que tenham contrato com a Concessionária para prestar serviços normalmente prestados por terceiros, são recuperáveis desde que os preços pagos pela Concessionária não sejam mais altos que os normalmente cobrados por outros fornecedores internacionais ou nacionais, por trabalho e serviços comparáveis

ii. Empresas Afiliadas da Concessionária

Sem prejuízo das despesas a serem efectuadas nos termos da Subsecção 2.5, no caso de serviços prestados às Operações Petrolíferas por uma Empresa Afiliada da Concessionária, tais serviços serão prestados ao abrigo de contratos de prestação de serviços celebrados entre a Concessionária e as Empresas Afiliadas e os preços serão efectuados com base nos custos reais e serão competitivos. O valor cobrado não será superior aos preços mais favoráveis cobrados pela Empresa Afiliada a terceiros, por serviços comparáveis, em termos e condições similares, noutro local. A Concessionária especificará a parte dos débitos que constitui a proporção afecta dos custos gerais com material, gestão, técnicos e de outra natureza imputados por tal Empresa Afiliada e a quantia que representa o custo directo com a prestação dos serviços em questão. Se necessário, poderá ser obtida dos auditores da Empresa Afiliada prova certificada da base dos preços cobrados.

e) Materiais

i. Princípio Geral

Sujeito a legislação aplicável, na medida em que seja praticável e consistente com os requisitos operacionais eficientes, económicos e internacionalmente aceites, somente será adquirido ou fornecido pela Concessionária para uso nas Operações Petrolíferas, o material que seja necessário para uso num futuro relativamente previsível e na medida em que tal aquisição, ou fornecimento, esteja de acordo com o CCPP.

ii. Garantia do Material

A Concessionária não garante a qualidade do material para além das garantias apresentadas pelo fabricante ou fornecedor e, em caso de material ou equipamento defeituoso, qualquer ajustamento recebido dos fornecedores/fabricantes ou dos seus representantes será creditado nas contas ao abrigo do CCPP.

iii. Valor do material debitado às contas ao abrigo do CCPP

(a) Salvo quando disposto de modo diferente da alínea b) infra, o material adquirido pela Concessionária para uso nas Operações Petrolíferas será avaliado de forma a incluir o preço facturado, deduzindo os descontos comerciais e de pagamento a pronto (se existentes), despesas com compras e aprovisionamento, acrescidas do frete e despesas de expedição entre o local do fornecimento e o local de envio, frete para o porto de destino, seguros, impostos, direitos aduaneiros, despesas consulares e outros encargos cobráveis sobre material importado e, quando aplicável, despesas de manuseamento e transporte do local de importação

para o armazém ou local das operações, e os seus custos não deverão exceder aqueles actualmente prevalecentes em transações normais de boa-fé a terceiros num mercado de concorrência (*arm's lenght*).

(b) Materiais adquiridos a Empresas Afiliadas da Concessionária serão cobrados aos preços especificados em (1) e (2) infra.

(1) Material novo (condição "A") será avaliado ao preço corrente internacional, o qual não deverá exceder o preço prevalecente praticado em transações normais de boa- fé a terceiros num mercado de concorrência (*arm's lenght*)

(2) Material usado (condições "B" e "C")

(i) material que esteja em boa condição, de utilização, pronto a funcionar e apropriado para reutilização sem necessidade de reparação, será classificado como condição "B" e debitado por 75% (setenta e cinco por cento) do custo corrente de materiais novos conforme definido em (1) supra.

(ii) material que não possa ser classificado como condição "B", mas que:

(a) após reparado vir a ser utilizado na sua função original, como material bom de segunda mão condição "B", ou

(b) possa ser usado na sua função original, mas substancialmente não apto para recuperação, será classificado como condição "C" e debitado por 50% (cinquenta por cento) do custo corrente de material novo, tal como definido em (1) supra. O custo com a reparação será debitado ao material reparado, na medida em que o valor do material correspondente a condição "C", acrescido do custo de reparação, não exceda o valor do material condição "B".

(iii) Material que não possa ser classificado como condição "B" ou condição "C", será debitado a um valor correspondente com o seu estado de uso.

(iv) material envolvendo custos de montagem, será debitado à percentagem aplicável, de acordo com a sua condição, do preço corrente desmantelado de material novo, tal como definido em (1) supra.

(v) Quando o uso de material seja temporário e a sua prestação às Operações Petrolíferas não justifique a aplicação do critério de redução do preço, tal como aqui prevista em 2 (ii), tal material será debitado numa base que resultará num débito liquido nas contas ao abrigo do CCPP, consistente com o valor do serviço prestado.

(f) <u>Rendas, Direitos e Outros Apuramentos</u>

Todas as rendas, tributos, impostos, encargos, taxas, contribuições e quaisquer outros montantes apurados, encargos cobrados pelo Governo ou entidades pelas suas subdivisões político-administrativas, agências ou representações, com relação às Operações Petrolíferas e paga directa ou indirectamente pela Concessionária, com excepção do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas que tenha incidido sobre à Concessionária.

(g) <u>Seguros e Perdas</u>

Prémios de seguros e custos incorridos com seguros contratados de acordo com o CCPP, sendo que, caso tais seguros tiverem sido total ou parcialmente colocados junto a uma Empresa Afiliada da Concessionária, tais prémios e custos serão recuperáveis somente na medida do geralmente cobrado por empresas seguradoras concorrentes, que não uma Empresa Afiliada da Concessionária. Serão recuperáveis ao abrigo do CCPP, os custos e perdas incorridos em consequência de eventos que não sejam cobertos, e na medida daquilo que não seja coberto, por seguro obtido ao abrigo do CCPP.

(h) Despesas Legais

São recuperáveis todos os custos e despesas de contencioso e serviços jurídicos ou serviços conexos, que sejam necessários ou adequados para a obtenção, perfeição, retenção e protecção da Área do Contrato de Concessão e com contestar ou intentar acções judiciais que envolvam a Área do Contrato de Concessão ou qualquer reclamação de terceiro emergente de actividades ao abrigo do CCPP, ou quantias pagas com respeito a serviços jurídicos necessários ou adequados para a protecção do interesse conjunto do Governo e da Concessionária. Quando sejam prestados serviços jurídicos relativamente aos referidos assuntos, por advogados empregados ou avençados da Concessionária ou de uma Empresa Afiliada da Concessionária, a respectiva remuneração será incluída na Subsecção 3.1 (b) ou 3.1 (d) supra, conforme aplicável.

(i) Custos de Formação

Todos os custos incorridos pela Concessionária com a formação dos seus trabalhadores localizados em Moçambique e envolvidos nas Operações Petrolíferas relativas a actividades na Área do Contrato de Concessão e quaisquer outras acções de formação requeridas ao abrigo do CCPP ou da lei aplicável.

(j) Despesas Gerais e Administrativas

Os custos descritos na Subsecção 2.5 (a) e o encargo descrito na Subsecção 2.5 (b).

(k) Os custos com qualquer garantia exigida pelo Governo nos termos do CCPP.

(l) Pagamentos para o Fundo de Desmobilização e custos incorridos para a desmobilização, nos termos da lei aplicável e do CCPP.

3.2 Custos recuperáveis apenas com a aprovação do Governo

Apenas quando permitido na legislação aplicável, juros, taxas e encargos relacionados, incorridos com empréstimos comerciais contraídos pela Concessionária para as Operações Petrolíferas, desde que tais juros, taxas e encargos relacionados, sejam consistentes com juros, taxas e encargos relacionados normalmente pagos por empréstimos dessa natureza, não podendo a sua aprovação ser negada sem motivo razoável.

3.3 Custos não recuperáveis no âmbito do Contrato

(a) Custos com a comercialização do Petróleo ou custos com o transporte do Petróleo para além do Ponto de Entrega.

(b) Custos com arbitragem e com o perito independente, nos termos do Artigo 26 do CCPP.

(c) Imposto Sobre a Produção do Petróleo e Imposto Sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas.

(d) Multas e sanções impostas por qualquer autoridade pública na República de Moçambique, ou em outro local.

(e) Juros e outros custos financeiros

3.4 Custos Recuperáveis e Dedutíveis

A determinação sobre se os custos e despesas aqui expressos são, ou não recuperáveis, será válida apenas para este CCPP e não será interpretada como afastando a Concessionária da possibilidade de deduzir tais quantias no cômputo do seu rendimento líquido proveniente das Operações Petrolíferas, para efeitos do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas ao abrigo da lei aplicável.

3.5 Créditos ao abrigo do CCPP

Os rendimentos líquidos provenientes das seguintes transacções serão, nos termos da lei aplicável, creditados nas contas ao abrigo do CCPP:

(a) Os rendimentos líquidos provenientes de qualquer seguro ou reclamação relacionada com as Operações Petrolíferas ou quaisquer activos debitados às contas no âmbito do CCPP, quando tais operações ou activos tenham sido segurados e os seus prémios debitados às contas ao abrigo do CCPP.

(b) Receita recebida de terceiros pelo uso de propriedade ou bens debitados às contas no âmbito do CCPP.

(c) Qualquer ajustamento recebido pela Concessionária dos fornecedores/fabricantes ou dos seus representantes, em relação a material defeituoso cujo custo tenha sido previamente debitado pela Concessionária às contas no âmbito do CCPP.

(d) Rendas, reembolsos ou outros créditos recebidos pela Concessionária que se apliquem a qualquer débito que tenha sido feito às contas ao abrigo do CCPP.

(e) As quantias recebidas por materiais inventariados ao abrigo do CCPP e subsequentemente exportados da República de Moçambique, sem terem sido usados nas Operações Petrolíferas.

(f) Despesas legais debitadas às contas nos termos da Subsecção 3.1 (h) e subsequentemente recuperadas pela Concessionária.

3.6 Duplicação de débitos e créditos

Sem prejuízo de qualquer disposição em contrário nestes Procedimentos Contabilísticos e Financeiros, não exista qualquer duplicação de débitos ou créditos nas contas ao abrigo do CCPP.

3.7 Prioridade dos Custos Recuperáveis

Custos recuperáveis nos termos da legislação aplicável e do CCPP devem ser recuperados na seguinte ordem de prioridade:

(a) Custos Operacionais nos termos da Secção [2.3];

(b) Custos de Pesquisa nos termos da Secção [2.1];

(c) Despesas de Investimento em Desenvolvimento e Produção nos termos da Secção [2.2];

(d) Pagamentos para o Fundo de Desmobilização nos termos da Secção [2.6];

(e) Quaisquer outros custos recuperáveis nos termos da subsecção [2.4 e 2.5].

Secção 3-A

3-A.1 Deduções

Em conformidade com o artigo 10.5 do CCPP (Determinação do valor do Petróleo), são Deductíveis os seguintes custos, incorridos pelas Concessionárias:

(a) Para o Imposto sobre a Produção de Petróleo (PPT), somente os custos de Transporte (incluindo carregamento e descarregamento) e de seguros para transporte de GNL para compradores.

(b) Para **Petróleo Disponível**:

(i) Custos de transporte (tal como pagamentos do contratos de fretamento para navios de GNL, incluindo qualquer taxas de transporte), se existentes;

(ii) Quaisquer custos, despesas, perdas ou responsabilidades incorridos em conexo ou decorrentes do contrato de compra e venda de GNL com terceiros relevante; e

(iii) Quaisquer outras deduções, conforme acordado entre o Governo e a Concessionária.

3-A.2 Na medida em que quaisquer montantes acima referido forem incorridos como resultado de Negligência Grosseira e/ou Conduta Dolosa por parte da Concessionária, o Operador ou Empresa Afiliada, tais custos não serão dedutíveis.

3-A.3 Quando uma Dedução é um montante devido à Empresa Afiliada, conforme a subsecção 3.1 (d) (ii) será aplicável, *mutatis mutandis*, na determinação de tal Dedução.

3-A.4 Custos no âmbito do encargo geral previsto na subsecção 2.5 (b) incorridos pelas Concessionárias, não forem debitados como Deduções.

Secção 4

4. Registos e Avaliação de Activos

A Concessionária manterá registos detalhados dos bens em uso nas Operações Petrolíferas nos termos da lei aplicável e das práticas correntes nas actividades de Pesquisa e Produção da indústria petrolífera internacional. A Concessionária procederá, com periodicidade razoável, o inventário dos bens ao abrigo do CCPP, mas no mínimo uma vez por ano, no que refere a bens móveis de valor superior do USD 10.000 (dez mil dólares norte americanos) por unidade, e uma vez em cada 5 (cinco) anos, no que se refere a bens imóveis. A Concessionária deverá notificar ao INP por escrito, com a antecedência mínima de 30 (trinta) dias, da sua intenção de proceder ao referido inventário e o INP terá o direito de estar representado quando se proceda a tal inventário. As Concessionárias especificarão de forma clara os princípios com base nos quais se

baseia a avaliação do inventário. Em caso de cessão de direitos ao abrigo do CCPP, a Concessionária poderá, a pedido do cessionário, proceder a um inventário especial desde que os custos com tal inventário sejam suportados por este último.

Secção 5

5. Relatório de Produção

5.1 Após o início da produção comercial na Área do Contrato de Concessão, as Concessionárias submeterão ao INP um relatório de produção mensal (doravante referido como a "Relatório de Produção"), demonstrando a seguinte informação para cada Área de Desenvolvimento e Produção:

(a) A quantidade de Petróleo Bruto produzido.

(b) A quantidade de Gás Natural produzido.

(c) As quantidades de Petróleo utilizadas para efeitos de Operações Petrolíferas, sem prejuízo das especifidades dispostas no 5.1 (g) (iii) abaixo;

(d) As quantidades de Gás Natural queimado.

(e) A quantidade de *stocks* de Petróleo detidos no início do mês.

(f) A quantidade de *stocks* de Petróleo detidos no fim do mês.

(g) Quando Gás Natural é vendido como GNL:

(i) quantidades de GNL entregue na flange de entrada, em MMscf / MMsm3;

(ii) quantidades carregadas nos navios de GNL no Ponto da Entrega, o valor líquido de retorno de vapor, em m^3;

(iii) quantidades utilizadas ou perdidas na usina de GNL, em m^3;

(iv) as quantidades armazenadas de GNL detidos na início do mês, em m^3;

(v) as quantidades de armazenadas de GNL detidos no fim do mês, em m^3;

(h) Qualquer outra informação relevante que possa ser requerida pela lei aplicável.

5.2 O Relatório de Produção referente a cada mês civil deverá ser submetido ao Governo até 20 (vinte) dias úteis após o final do respectivo mês civil.

Secção 6

6. Valor do Petróleo Produzido e Relatório do Imposto sobre a Produção de Petróleo

6.1 As Concessionárias deverão preparar e submeter, aos Ministros que superintendem áreas de Petróleos e Economia e Finanças um relatório abrangendo a determinação do valor justo de mercado do Petróleo Bruto e Gás Natural incluindo GNL, respectivamente, produzidos durante cada mês civil e o valor do Imposto sobre a Produção de Petróleo a pagar ao Governo. O referido relatório deverá conter a seguinte informação:

(a) As quantidades e preços realizados pelas Concessionárias em resultado das vendas a terceiros, de Petróleo Bruto e Gás Natural, respectivamente, efectuadas durante o mês civil em questão.

(b) As quantidades e preços realizados pela Concessionária em resultado das vendas, que não a terceiros, de Petróleo Bruto e Gás Natural, respectivamente, efectuadas durante o mês civil em questão.

(c) A quantidade de *stocks* de Petróleo Bruto e, se aplicável, Gás Natural, no final do mês civil anterior.

(d) A quantidade de *stocks* de Petróleo Bruto e, se aplicável, Gás Natural, no final do mês civil em questão.

(e) O valor total devido a título de Imposto sobre a Produção de Petróleo e Gás Natural, respectivamente, para o mês civil.

(f) Informação disponível à Concessionária, quando solicitada pelo Governo, com relação aos preços do Petróleo Bruto ou do Gás Natural produzido pelos países com maior produção e exportação de petróleo, incluindo preços dos Contratos, descontos e prémios, e preços obtidos nos mercados de pronto pagamento (*spot markets*).

6.2 O relatório do Valor do Petróleo Produzido e do Imposto sobre a Produção de Petróleo referente a cada mês civil, será submetido aos Ministros que superintendem as

áreas dos Petróleos e Economia e Finanças no máximo até 10 (dez) dias do mês seguinte ao da Produção.

6.3 No caso de venda e entregue de Gás Natural ou Gás Natural Liquefeito nos termos diferentes que FOB, o Relatório do Valor da Produção e Imposto sobre a Produção de Petróleo:

(i) Devem basear-se nas vendas para as quais a entrega realizou no mês civil em questão;

(ii) Deve mostrar as quantidades de GNL carregadas e descarregadas e as quantidades de GNL "*boil-off*", usada como combustível ou perdido em transporte de GNL e quantidades de *"heel"* e o inventário de GNL flutuante; e

(iii) Devem referir ao relatório de deduções.

Secção 7

7. Relatório de Recuperação de Custos

7.1 As Concessionárias deverão preparar e submeter, aos Ministros que superintendem as áreas de Petróleos e Economia e Finanças em referência a cada trimestre, um relatório de recuperação de custos (doravante referido como a "Relatório de Recuperação de Custos"), contendo a seguinte informação:

(a) Custos recuperáveis transportados do trimestre anterior, se existentes.

(b) Custos recuperáveis para o trimestre em questão.

(c) Totalidade de custos recuperáveis para o trimestre em questão (Subsecção 7.1 (a) e Subsecção 7.1 (b)).

(d) Quantidade e valor do Petróleo de Custo tomada por cada Concessionária proporcionalmente em Petróleo Bruto e Gás Natural (incluindo GNL) para o trimestre em questão.

(e) Custos do Contrato recuperados para o trimestre em questão.

(f) Valor acumulado total de custos do Contrato recuperados até ao final do trimestre em questão.

(g) Valor de custos recuperáveis do Contrato a serem transportados para o próximo trimestre.

7.2 O Relatório de Recuperação de Custos de cada trimestre será submetido aos Ministros que superintendem as áreas de Petróleos e Economia e Finanças até 30 (trinta) dias após o final desse trimestre.

Secção 7A

7-A - Relatório do Preço de Petróleo Bruto, Gás Natural ou Gás Natural Liquefeito

7-A.1 Quando Petróleo Bruto ou Gás Natural, como GNL, e entregue, a Concessionária, deve preparar um Relatório do Preço para cada mês civil a submeter aos Ministros que superintendem as áreas de Petróleos e Economia e Finanças. O relatório deve incluir:

(a) o fundamento no qual o preço é calculado por cada venda nos termos do contrato de compra e venda relevante;

(b) deduções incorridas e atribuição das deduções do mês civil relevante;

(c) quantidades do carregado ao Ponto da Entrega; e

(d) um cálculo do valor baseado nas alíneas (a) e (c), acima referida.

Caso a Concessionária descubra um erro ou omissão no período anterior, o Relatório do Preço seguinte será ajustado conforme tal erro ou omissão.

7-A.2 O Relatório do Preço de cada mês civil deve ser submetido aos Ministros que superintendem as áreas de Economia e Finanças e a de Petróleos até dez (10) dias úteis após o fim do tal mês civil.

Secção 8

8 Relatório de Despesas e Receitas

8.1 A Concessionária preparará com respeito a cada trimestre, um relatório de despesas e receitas no âmbito do Contrato (doravante referido como o "Relatório de Despesas e Receitas"). O Relatório fará distinção entre Custos de Pesquisa, Despesas de Investimento em Desenvolvimento e Produção, Custos Operacionais, custos de Desmobilização e o saldo do Fundo de Desmobilização, bem como, identificará os maiores itens de despesas dentro dessas categorias. O relatório demonstrará o seguinte:

(a) Despesas e receitas reais referentes ao trimestre em questão.

(b) Valor acumulado das despesas e receitas para o ano orçamentado em questão.

(c) Última previsão de despesas cumuláveis no final do ano.

(d) Variações entre o orçamento previsional e a última previsão e respectivas explicações.

8.2 O Relatório de Despesas e Receitas de cada trimestre será submetido ao Governo até ao máximo de 30 (trinta) dias após o final desse trimestre.

Secção 9

9. Relatório Anual

A Concessionária preparará um Relatório Anual. O relatório deverá conter informação tal como disponibilizada no Relatório de Produção, Relatório do Valor da Produção e do Imposto sobre a Produção do Petróleo, Relatório de Recuperação de Custos e Relatório de Despesas e Receitas, mas será baseada nas quantidades reais de Petróleo produzido e despesas incorridas. Na base deste relatório, quaisquer ajustamentos necessários serão efectuados aos pagamentos feitos pela Concessionária no âmbito do CCPP. O Relatório Anual referente a cada ano civil será submetido ao Governo no prazo máximo de 90 (noventa) dias do final do ano civil em questão.

Secção 10

10. Orçamento

10.1 As Concessionárias prepararão o orçamento anual (doravante referida como "o Orçamento"). Tal Orçamento fará distinção entre Custos de Pesquisa, Despesas de Investimento em Desenvolvimento e Produção e Custos Operacionais devendo demonstrar o seguinte:

(a) Previsão de despesas e receitas para o ano orçamentado nos termos do CCPP.

(b) Previsão de despesas acumuladas e receitas para o final do referido ano orçamentado.

(c) Um anexo demonstrando as rúbricas individuais mais importantes compreendidas na previsão de Despesas de Investimento em Desenvolvimento e Produção, para o referido ano orçamentado.

10.2 O Orçamento será submetido ao Governo relativo a cada ano orçamental até 90 (noventa) dias antes do início do ano a que se referir, salvo no primeiro ano do CCPP, caso em que o Orçamento será submetido dentro de 60 (sessenta) dias da Data Efectiva.

10.3 As Concessionárias e o Governo reconhecem que poderão vir a ser necessárias alterações aos detalhes do Orçamento em função das circunstâncias existentes e que nada nele contido limitará a flexibilidade de proceder a tais alterações. Em consistência com o exposto anteriormente, estabelece-se que o referido Orçamento será revisto anualmente.

10.4 Quando o Gás Natural for vendido como Gás Natural Liquefeito, a proposta do Orçamento incluirá as deduções previstas.

Secção 11

11. Plano e Previsão de Longo Prazo

As Concessionárias devem preparar e submeter ao Governo, conforme apropriado, um ou ambos planos de longo prazo.

11.1 Programa de Pesquisa

Durante o Período de Pesquisa, a Concessionária preparará um Plano de Pesquisa para o ano em curso e o seguinte, com início no primeiro dia de Janeiro a seguir à Data Efectiva

(doravante referido como o "Plano de Pesquisa"), o qual deverá conter a seguinte informação:

(a) Estimativa dos Custos de Pesquisa demonstrando os gastos para cada um dos anos civis cobertos pelo Plano de Pesquisa.

(b) Detalhes das operações de sísmica planeada para cada um desses anos.

(c) Detalhes de todas as actividades de perfuração planeadas para cada um desses anos.

(d) Detalhes das necessidades e utilização de infraestruturas e requisitos.

O primeiro Plano de Pesquisa deverá ainda incluir a informação supra referida para o período com início na Data Efectiva e termo no último dia de Dezembro desse ano civil.

Após a Data Efectiva, o Plano de Pesquisa deverá ser revisto no início de cada ano civil. A Concessionária deverá preparar e submeter ao Governo o primeiro Plano de Pesquisa dentro do prazo de 60 (sessenta) dias a contar da Data Efectiva e, daí em diante, deverá preparar e submeter ao Governo até 90 (noventa) dias antes do final de cada ano civil a seguir à Data Efectiva, um Plano de Pesquisa revisto.

11.2 Previsão de Desenvolvimento

A Concessionária deverá preparar uma previsão de desenvolvimento para cada período de 5 (cinco) anos civis (doravante referida como a "Previsão de Desenvolvimento"), com início no primeiro dia de Janeiro imediatamente a seguir à data da aprovação do Primeiro plano de Desenvolvimento e do início da implementação desses planos pela Concessionária.

A Previsão de Desenvolvimento deverá conter a seguinte informação:

(a) Previsão das Despesas de Investimento em Desenvolvimento e Produção para cada um dos 5 (cinco) anos civis.

(b) Previsão dos Custos Operacionais para cada um dos referidos anos civis.

(c) Previsão da Produção de Petróleo para cada um dos referidos anos civis.

(d) Previsão da quantidade e tipo de pessoal empregue nas Operações Petrolíferas na República de Moçambique.

(e) Descrição dos mecanismos de comercialização e marketing do Petróleo propostos e estratégia de marketing.

(f) Descrição das principais tecnologias utilizadas.

(g) Descrição da relação de trabalho da Concessionária para com o Governo.

A Previsão de Desenvolvimento será revista no início de cada ano civil, com início a partir do segundo ano após a primeira Previsão de Desenvolvimento. A Concessionária deverá preparar e submeter ao Governo a primeira Previsão de Desenvolvimento dentro do prazo de 120 (cento e vinte) dias da data em que o primeiro plano de desenvolvimento seja aprovado, ou seja considerado como aprovado, pela Comissão de Gestão e a Concessionária tenha iniciado a sua implementação e, daí em diante, deverá preparar e submeter ao Governo uma Previsão de Desenvolvimento revista, com uma antecedência não inferior a 45 (quarenta e cinco) dias antes do início de cada ano civil, a partir do segundo ano após a primeira Previsão de Desenvolvimento.

11.3 Alterações ao Plano e a Previsão

A Concessionária e o Governo reconhecem que, poderão vir a ser necessárias alterações aos detalhes do Plano de Pesquisa e da Previsão de Desenvolvimento em função das circunstâncias existentes e que nada aqui contido limitará a flexibilidade de proceder a tais alterações. Em consistência com o exposto anteriormente, estabelece-se que o Plano e Previsão referidos serão revistos anualmente.

Secção 12

12. Revisão do Procedimento Contabilístico e Financeiro

As disposições destes Procedimentos Contabilísticos e Financeiros somente poderão ser alterados nos termos do CCPP. As alterações deverão ser efectuadas por escrito e especificar a data em que entrarão em vigor.

Secção 13

13. Conflito com o Contrato

Em caso de conflito entre as disposições destes Procedimentos Contabilísticos e Financeiros e do CCPP, prevalecerão as disposições do CCPP.

ANEXO "D"

GARANTIA BANCÁRIA

[Data]

Ministério dos Recursos Minerais e Energia
O Ministro dos Recursos Minerais e Energia
Av. Fernão de Magalhães, 34, 1º andar
Maputo
Moçambique

1. Tivemos conhecimento que em _____ de 2016, o Governo da República de Moçambique, Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, (ENH) E.P e […..](a ultima a "Parte Garantida") celebraram, um Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção para a Área [….]em Moçambique (o "CCPP"). Para efeitos desta Garantia Bancária, ENH e a Parte Garantida são conjuntamente designadas por "Concessionárias". As palavras iniciadas por letra maiúscula que não sejam definidas nesta Garantia Bancária terão o significado que lhes é atribuído no CCPP.

2. Nós, [DESIGNAÇÃO LEGAL DO BANCO] (o "Banco"), por este meio garantimos, de forma incondicional e irrevogável, salvo o disposto na cláusula 5 infra, ao Governo da República de Moçambique (o "Governo") o devido e pontual pagamento de todas as quantias devidas ao Governo pela Parte Garantida e que não sejam pagas por esta, relativas ao incumprimento pela Concessionária da obrigação de trabalho de Pesquisa referente ao_____ sub-período do Período de Pesquisa, até ao montante máximo de US$ __,000,000 (___ milhões de dólares dos Estados Unidos da América).

3. O montante da garantia referido na cláusula 2 supra será reduzido de tempo a tempo, mediante entrega ao Banco de um certificado emitido pela Parte Garantida e assinado em representação do Governo, indicando o montante dessa redução com base na conclusão dos itens correspondentes às obrigações de trabalho de Pesquisa estabelecida nos termos do Artigo 4 do CCPP.

4. A presente Garantia Bancária entra em vigor na Data Efectiva do CCPP e caducará no termo do _____ sub-período do Período de Pesquisa, ou, em momento anterior, assim que o total das reduções efectuadas durante determinado sub-período do Período de Pesquisa for igual ao montante da garantia previsto na cláusula 2 supra.

5. O Governo poderá accionar a presente Garantia Bancária mediante apresentação ao Banco de uma declaração do Governo, por escrito, indicando o montante reclamado e certificando que o mesmo representa a quantia devida e por pagar pela Parte Garantida, devido ao incumprimento por parte da Concessionária da obrigação de trabalho de Pesquisa nos termos do CCPP, relativamente ao _____ sub-período do Período de Pesquisa, e que:

(a) a Concessionária não realizou as obrigações de trabalho de Pesquisa em relação ao Período de Pesquisa relevante;

(b) a Parte Garantida foi notificada, por escrito, pelo Ministro dos Recursos Minerais e Energia, por meio de carta registada ou correio especial (devendo juntar-se uma cópia da mesma à referida notificação escrita), da situação de incumprimento por parte da

Concessionária, e dos pormenores desse incumprimento, e de que está a ser efectuado um levantamento ao abrigo desta Garantia Bancária incondicional e irrevogável; e

(c) a Concessionária não sanou a situação de incumprimento após lhe ter sido conferido um prazo não inferior a 14 (catorze) dias para o efeito.

6. Após a sua revogação ou termo, a presente Garantia Bancária deverá ser devolvida à Parte Garantida.

Esta Garantia Bancária vai assinada por um representante do Banco devidamente autorizado para o efeito, no dia _____ de _____ de 20[ ].

Aceitem a expressão dos nossos melhores cumprimentos,

Em nome e representação de

[DESIGNAÇÃO LEGAL DO BANCO]

Anexo "E" GARANTIA DE EMPRESA MÃE

A PRESENTE GARANTIA foi assinada no dia_____de_____de 20[ ]
POR:

(1) **[*Inserir o nome da Garante*]**, sociedade de responsabilidade limitada, constituída ao abrigo das leis da [inserir a jurisdição] (a "**Garante**"), a favor de

(2) **O GOVERNO DA REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE**, aqui representado pelo Ministro dos Recursos Minerais e Energia (o "**Governo**"); e a favor de

(3) Terceiros Reclamantes, como aqui definido.

CONSIDERANDO QUE:

A Em, o Governo, [inserir o nome da Empresa] Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, (ENH) E.P e [inserir os nomes das outras Concessionárias] (as "**Concessionárias**") celebraram um Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção, relativo a [*Inserir o nome da Área de Contrato de Concessão*] [*escolher um alternativo* onshore/offshore] de Moçambique (o "CCPP").
B A Garante é a empresa mãe última da [inserir nome da Empresa] (a "**Empresa**").
C O Governo exige que o pontual e integral cumprimento das Obrigações da Empresa seja garantido pela Garante, nos termos desta Garantia e a Garante está disposta a conceder esta Garantia.

ASSIM, É ACORDADO O SEGUINTE:

1 DEFINIÇÕES E INTERPRETAÇÃO

1.1 As definições estipuladas na Lei dos Petróleos, no Regulamento das Operações Petrolíferas e no corpo principal do CCPP aplicam-se a este documento. Os seguintes termos e palavras, incluindo seus derivados, terão o significado atribuído abaixo. Palavras usadas no singular incluirão o plural e vice-versa.

1.2 "**Obrigações da Empresa**" significa quaisquer obrigações limitadas ao Interesse Participativo da Empresa no CCPP, relacionadas com, ou emergentes das, actividades da Empresa relacionadas com as Operações Petrolíferas, durante qualquer período que ocorra em qualquer momento após entrada em vigor do CCPP até, e incluindo, à implementação final da Desmobilização das Infra-estruturas.

1.3 "**Terceiro Reclamante**" significa uma pessoa individual que seja cidadã da República de Moçambique ou qualquer pessoa colectiva constituída e registada ao abrigo das leis de Moçambique, com sede em Moçambique e cujo capital social seja detido em pelo menos 50% por capitais pertencentes a cidadãos da República de Moçambique.

2 GARANTIA

2.1 A Garante, irrevogável e incondicionalmente garante, sujeito a todos os outros termos desta Garantia, que se a Empresa faltar, total ou parcialmente, ao cumprimento de qualquer das Obrigações da Empresa perante o Governo, e não satisfizer qualquer reclamação de um Terceiro Reclamante feita contra a Empresa em resultado ou consequência de actos ou omissões da Empresa, na execução das Obrigações da Empresa (sendo o Governo e o Terceiro Reclamante, doravante em conjunto referidos

como os "Beneficiários"), a Garante deverá, logo que razoavelmente possível após um accionamento da Garantia nos termos da cláusula 3, tomar ela própria os passos que sejam necessários:

(a) para cumprir com a Obrigação da Empresa ou sanar o incumprimento; ou

(b) no caso de tal falta ou incumprimento não seja susceptível de ser sanada, reiniciar o cumprimento da Obrigação da Empresa violada.

2.2 A presente Garantia produzirá efeitos trinta (30) dias após a entrada em vigor do CCPP, cessando os efeitos com a implementação de todas as Operações Petrolíferas relevantes, nos termos da lei aplicável e do CCPP.

2.3 Na cessação desta Garantia, a Garante não terá qualquer ulterior responsabilidade perante os Beneficiários nos termos, ou em conexão com, esta Garantia, salvo no que se refere a qualquer incumprimento que tenha sido notificado pelos Beneficiários nos termos do artigo 3 desta Garantia, antes da sua cessação.

3. DEMANDAS

3.1 Os Beneficiários deverão notificar por escrito a Garante de um incumprimento de uma Obrigação da Empresa e a referida notificação deverá conter uma descrição de tal incumprimento.

3.2 Nos termos do disposto nos artigos 4 e 7 desta Garantia, caso a Empresa não sane um incumprimento especificado numa notificação entregue ao abrigo do artigo 3.1, no prazo de 14 (catorze) dias da recepção pela Garante de tal notificação, os Beneficiários poderão então demandar por escrito a Garante (i) especificando o alegado incumprimento da (s) Obrigação(ões) da Empresa; e (ii) exigindo à Garante que tome as medidas previstas no artigo 2 desta Garantia.

4. DIREITOS E OBRIGAÇÕES

Os Beneficiários estão obrigados a, antes de exercer quaisquer direitos, poderes ou meios de reparação que lhes sejam conferidos por esta garantia, com relação à Garante, nos termos desta Garantia ou da lei:

4.1.1 notificar a Empresa do incumprimento de uma Obrigação da Empresa;

4.1.2 se a Empresa:

(a) no caso de uma reclamação do Governo, contestar o incumprimento ou a reclamação notificado pelo Governo, ter obtido uma decisão arbitral ou decisão de perito confirmando tal incumprimento pela Empresa; ou

(b) no caso de uma reclamação de um Terceiro Reclamante, contestar o incumprimento ou a reclamação notificada pelo Terceiro Reclamante, ter obtido uma sentença ou decisão de um tribunal, desde que tal sentença ou decisão de um tribunal tenha sido proferida contra a Empresa e seja definitiva e não susceptível de recurso; e

4.1.3 fazer ou apresentar qualquer reclamação ou prova de liquidação ou dissolução da Empresa (conforme seja aplicável).

5. ACCIONAMENTO DA GARANTIA

As obrigações da Garante ao abrigo desta Garantia não serão consideradas como

cumpridas ou afectadas por qualquer acto ou omissão ou qualquer outro evento ou circunstância (do conhecimento ou não da Empresa, da Garante ou dos Beneficiários) que causasse ou pudesse causar (salvo nos termos desta clausula 5) que as responsabilidades da Garante ao abrigo desta Garantia fossem consideradas cumpridas ou fossem afectadas, incluindo, nomeadamente:

5.1.1 qualquer das Obrigações da Empresa serem ou tornarem-se, ilegais ou inválidas, sobre qualquer aspecto;

5.1.2 qualquer concessão de tempo (ou qualquer outra indulgência) a favor da Empresa ou de qualquer outra pessoa; ou

5.1.3 qualquer alteração ou modificação, renúncia ou desistência de qualquer dos termos do CCPP na medida em que tal alteração, modificação, renúncia ou desistência seja feita com o consentimento prévio da Garante.

a. CESSÃO E SUCESSORES

6.1 Os Beneficiários não poderão ceder a qualquer pessoa qualquer benefício desta Garantia.

6.2 Os direitos e obrigações da Garante ao abrigo desta Garantia só poderão ser cedidos com o consentimento prévio do Governo.

b. LIMITAÇÕES E LIMITE DA RESPONSABILIDADE DA GARANTE

7.1. Sem prejuízo de quaisquer outras disposições desta Garantia, a Garante terá todos os direitos, limitações, meios de defesa, incluindo, nomeadamente, todos os direitos de compensação, facultados à Empresa nos termos do CCPP ou na lei, no caso de uma reclamação por um Terceiro Reclamante com relação a qualquer accionamento da Garantia feito ao abrigo da cláusula 3.2 desta Garantia. A Garante nunca será responsável por pagar qualquer quantia nos termos desta Garantia que seja superior àquela que a Empresa fosse responsável por pagar, no caso em que a Empresa tivesse cumprido as Obrigações da Empresa.

7.2. Sem prejuízo de qualquer outra disposição desta Garantia, o Governo antes de qualquer demanda ou antes de qualquer tentativa de cobrança nos termos desta Garantia, procurará primeiro cobrar da Empresa esgotando todos os recursos até a liquidação do património da Concessionária incluindo mas sem se limitar, à cobertura de seguro relevante disponível para satisfazer qualquer Obrigação da Empresa.

c. LEI APLICÁVEL E JURISDIÇÃO

Esta Garantia reger-se-á e será interpretada de acordo com as leis da República de Moçambique. As disposições dos artigos 26, 27 e 28 do CCPP serão aplicáveis, *mutatis mutandis*, a esta Garantia, no que se refere a todos os litígios entre o Governo, a Garante ou a Empresa.

d. NOTIFICAÇÕES

9.1. Qualquer notificação a ser efectuada por uma Parte a outra, nos termos desta Garantia, será feita por escrito e entregue em mão própria à Garante ou aos Beneficiários, consoante o caso, ou enviada ao destinatário por correio registado ou fax, endereçado a tal destinatário para a morada e à atenção da pessoa que a Garante ou os Beneficiários, conforme o caso, venham a designar de tempo a tempo por notificação, sendo que, até tal notificação, as moradas da Garante e dos Beneficiários serão as seguintes:

A Garante

Atenção: _____ Telefone: _____
Fax: _____

O Governo
[inserir o endereço]
[inserir o código postal]
Maputo, Moçambique

Atenção: Instituto Nacional do Petróleo
Telefone: + 258 21 320 935
Fax: + 258 21 430 850

Todas as notificações enviadas por correio registado ou entregues em mão própria serão tidas como efectivas da data da sua recepção. Notificações efectuadas via fax serão tidas como recebidas, quando exista confirmação de transmissão ininterrupta através de um relatório de transmissão e quando não tenha havido qualquer comunicação telefónica do destinatário aos emitentes (a ser confirmado por escrito) de que o fax não foi recebido em forma legível dentro de vinte e quatro (24) horas do envio.

EM TESTEMUNHO DE QUE a presente Garantia foi assinada pela Garante e aceite pelo Governo na data acima especificada.
Em nome e representação de
[inserir o nome da Garante]
Em nome e representação do
GOVERNO DA REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE

"ANEXO F"

ACORDO DE OPERAÇÕES CONJUNTAS

Entre

[...]

e

[...]

e

Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P.

ACORDO DE OPERAÇÕES CONJUNTAS

O PRESENTE ACORDO, é parte integrante do Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção (CCPP) é celebrado na data em que o CCPP entra em vigor (doravante designada a "Data Efectiva") entre

[……], uma sociedade constituída nos termos da legislação Moçambicana (doravante designada por "[…]");

[……], uma sociedade constituída nos termos da legislação Moçambicana (doravante designada por "[…….....]");

e

Empresa Nacional de Hidrocarbonetos E.P, empresa pública constituída de acordo com as leis da República de Moçambique, doravante designada por "ENH", aqui representada pelo seu Presidente do Conselho de Administração.

As sociedades supramencionadas e as suas respectivas sucessoras e cessionárias (se houver) em certas ocasiões são designadas individualmente por "Concessionária" e colectivamente por "Concessionárias".

EM TESTEMUNHO DO QUE:

CONSIDERANDO QUE às Concessionárias foi adjudicado um Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção ("CCPP") pelo Governo da República de Moçambique (doravante designado por "Governo"), abrangendo a […….Incluir CCPP Área relevante…], em terra e no mar da República de Moçambique (o "CCPP"); e

CONSIDERANDO QUE, as Concessionárias estão obrigadas a assinar e executar um Acordo de Operações Conjuntas aceitável ao Governo nos termos do CCPP antes da Data Efectiva do CCPP;

CONSIDERANDO QUE, as Concessionárias desejam definir os seus respectivos direitos e obrigações no tocante às suas operações nos termos do CCPP;

ASSIM, NESTES TERMOS, em consideração às premissas, os entendimentos, acordos mútuos e as obrigações estipuladas abaixo a serem cumpridas, as Concessionárias acordam o seguinte:

Artigo 1
(Definições)

As definições estipuladas na Lei dos Petróleos, no Regulamento das Operações Petrolíferas e no CCPP aplicam-se a este Acordo. Em caso de conflito entre o disposto no corpo principal do CCPP e no presente Acordo, o corpo principal do CCPP prevalecerão. Os termos e expressões a seguir incluindo derivados do mesmo terão o significado, neste Acordo, a eles atribuído abaixo:

Acordo significa o presente documento e quaisquer Anexos que sejam ou possam ser anexados neste documento, bem como a qualquer prorrogação, renovação, alteração ou aditamento realizado de comum acordo, por escrito, entre as Concessionárias e aprovado pelo Governo ao abrigo da legislação de Petróleo aplicável ou do CCPP.

AdD refere-se a uma autorização de despesas para Operações Petrolíferas Conjuntas, ou conforme o caso das Operações Petrolíferas Exclusivas, no âmbito do respectivo CCPP.

Aprofundamento significa uma operação através da qual um Poço é perfurado até a uma Zona-objecto que se situe abaixo da Zona mais profunda até à qual o Poço tenha sido perfurado anteriormente ou abaixo da Zona mais profunda proposta na respectiva AdD (quando necessária), a que for mais profunda.

Comité Operacional significa um comité formado por representantes de cada Concessionária com um Interesse Participativo e constituído em conformidade com o Artigo 6, cuja função é a de oferecer supervisão e orientação geral para as Operações Petrolíferas Conjuntas nos termos do CCPP.

Completação significa uma operação destinada a completar um Poço através da Árvore de Natal, para a Produção do Petróleo em uma ou mais Zonas, incluindo a instalação de revestimento de Produção, a perfuração, a estimulação do Poço e o Teste de Produção realizado em cada operação.

Concessionária Consentidora significa a uma Concessionária que concorde em participar de uma Operação Petrolífera Exclusiva e pagar pela sua parcela do custo.

Concessionária Não Consentidora significa a cada Concessionária que opte por não participar de uma Operação Petrolífera Exclusiva.

Conta Conjunta significa às contas mantidas pelo Operador das Operações Petrolíferas Conjuntas nos termos do disposto no presente Acordo, incluindo o Procedimento Contabilístico.

Controlo significa à detenção directa ou indirecta de mais de cinquenta por cento (50%) de:

(i) acções com direito a voto, caso a entidade seja uma sociedade que emita acções; ou

(ii) direitos ou participações de controlo, caso a entidade não seja uma sociedade.

Dados G & G significa dados geológicos, geofísicos e geoquímicos e outras informações semelhantes que não sejam obtidas através de um furo de um Poço.

Dano Ambiental significa qualquer perda, danos, custos, despesas ou responsabilidades (que não a Perda Consequente) causados por um derramamento de Petróleo, poluentes ou outros contaminantes no meio ambiente decorrentes das Operações Petrolíferas Conjuntas ou relacionadas ou a estas ligadas nos termos do CCPP.

Descoberta Comercial significa qualquer Descoberta que as Concessionárias considerarem suficiente para preparar um Plano de Desenvolvimento e solicitar a autorização do Governo para o início de Desenvolvimento e Produção.

Desvio Lateral significa o controlo direccional e desvio intencional de um Poço da posição vertical de forma a alterar a posição do furo inferior, salvo se a operação for realizada para endireitar o furo, perfurar ao lado de detritos no furo ou ultrapassar outras dificuldades mecânicas.

Dia Útil significa o dia em que os bancos estejam normalmente abertos para expediente em Moçambique.

Caução significa (i) uma garantia ou carta de crédito standby emitida por um banco; (ii) um seguro-garantia mediante solicitação emitido por uma companhia seguradora; (iii) uma garantia societária; (iv) qualquer caução financeira exigida pelo CCPP ou o presente

Acordo; e (v) qualquer caução financeira estabelecida de comum acordo de tempos em tempos pelas Concessionárias; exigindo-se, no entanto, que o banco, a companhia seguradora ou a sociedade emissora da garantia, carta de crédito standby, seguro-garantia ou outra caução (conforme o caso) tenha uma classificação creditícia que indique um património suficiente para pagar as suas obrigações em todas as circunstâncias razoavelmente previsíveis.

Negligência Grosseira e/ou Conduta Dolosa significa qualquer acção ou omissão de qualquer Pessoal Sénior de Supervisão (individual, conjunta ou concorrente), cuja intenção tenha sido a de causar ou que demonstre uma indiferença culposa ou irresponsável relativamente às consequências danosas que tal acto ou falta de acção concorreria para a segurança ou bens de outra pessoa singular ou colectiva, as quais eram ou deveriam ser do conhecimento de tal pessoa.

Operações Petrolíferas Conjuntas significam às operações e actividades realizadas pelo Operador nos termos do presente Acordo, cujos custos são imputáveis a todas as Concessionárias.

Operações Petrolíferas Exclusivas significa operações que não sejam conduzidas por todas as Concessionárias nos termos do Artigo 7°.

Perda Consequente significa qualquer perda, danos, custos, despesas ou responsabilidades causados (directa ou indirectamente) pelas seguintes circunstâncias decorrentes do presente Acordo ou das operações realizadas nos termos do presente Acordo e do CCPP ligadas a: (i) danos ao reservatório ou à formação; (ii) incapacidade de produzir, utilizar ou dispor do Petróleo (incluindo perdas decorrentes da interrupção dos negócios); (iii) perda ou postergação de rendimentos; (iv) danos punitivos; ou (v) outras perdas ou danos indirectos, quer sejam similares aos acima quer não.

Período de Desenvolvimento e Produção significa a todos e quaisquer períodos de Desenvolvimento e Produção de Petróleo nos termos do CCPP.

Pessoal Sénior de Supervisão", no que toca ao Operador ou qualquer das suas Empresas-Afiliadas que prestem serviços para as Operações Petrolíferas Conjuntas, significa qualquer indivíduo que actue como o seu director comercial sénior e aos seus respectivos directores séniores designados para operações de perfuração e Produção.

Poço de Desenvolvimento significa qualquer Poço perfurado para a Produção de Petróleo segundo um Plano de Desenvolvimento aprovado pelo Governo.

Procedimento Contabilístico significa às regras, disposições e condições constantes do Anexo A.

Propriedade Conjunta significa, em qualquer altura, a todos os Poços, Infraestruturas, equipamentos, materiais, informações, fundos e bens (excluindo Petróleo) mantidos para utilização nas Operações Petrolíferas Conjuntas

Quota-parte significa a quantidade de Petróleo (excluindo-se todos as quantidades utilizadas ou perdidas nas Operações Conjuntas) que uma Concessionária tem o direito de retirar nos termos do presente Acordo e do CCPP, sendo que tais direitos e obrigações podem ser ajustados pelos termos de acordos de levantamento, ajustamento e outras disposições que forem eventualmente celebrados ao abrigo do Artigo 10°.

Recompletação significa uma operação em que se abandona uma Completação numa Zona para tentar uma Completação numa Zona diferente no furo existente do poço.

Retrabalho significa uma operação conduzida no furo de um Poço após a sua Completação, para garantir, restaurar ou aumentar a Produção numa Zona actualmente aberta para a produção no furo do Poço. Entre tais operações figuram as de estimulação de poço, mas não os trabalhos rotineiros de reparação ou manutenção, ou de perfuração, Desvio Lateral, Aprofundamento, Completação, Recompletação ou Retrovedação de um Poço.

Taxa de Juro Acordada significa os juros compostos com frequência mensal à taxa anual equivalente à taxa LIBOR (*London Interbank Offered Rate*) para depósitos em dólares dos EUA a um (1) mês, conforme publicada pelo Financial Times em Londres ou, quando não publicada neste, pelo *Wall Street Journal*, acrescida de dois (2) pontos percentuais, a incidir no primeiro Dia Útil anterior à data de vencimento do pagamento e, posteriormente, no primeiro Dia Útil de cada mês civil subsequente. Se a supramencionada taxa estiver

em conflito com alguma lei de usura em vigor, a taxa de juro a ser cobrada será a taxa máxima permitida por tal lei.
Retrovedação significa uma operação única em que uma Zona mais profunda é abandonada para tentar uma Completação numa Zona menos profunda.
Teste significa uma operação que visa avaliar a capacidade de produção de Petróleo de uma Zona.
Trimestre Civil significa um período de três (3) meses contados a partir de 1 de Janeiro e até 31 de Março seguinte, um período de três (3) meses contados a partir de 1 de Abril e até 30 de Junho seguinte, um período de três (3) meses contados a partir de 1 de Julho e até 30 de Setembro seguinte, ou um período de três (3) meses contados a partir de 1 de Outubro e até 31 de Dezembro, sendo todas as datas baseadas no Calendário Gregoriano.
Zona significa um estrato de terra que contém ou que se pense conter uma acumulação de Petróleo que possa ser produzido em separado relativamente a qualquer outra acumulação de Petróleo.

Artigo 2
(Data Efectiva e Termo)

1. O presente Acordo entrará em vigor a partir da Data Efectiva e, em conformidade com os respectivos termos, continuará em vigor até que ocorram os seguintes factos:
a) término do CCPP;
b) quando forem desmobilizados ao abrigo do Plano de Desmobilização aprovado ou por outro modo eliminados ou removidos todas Infraestruturas, materiais, outros equipamentos e bens utilizados em conexão com as Operações Petrolíferas Conjuntas ou Operações Petrolíferas Exclusivas; e
c) fez-se a liquidação final (incluindo a liquidação relativa a qualquer auditoria financeira realizada nos termos do Procedimento Contabilístico).
2. Não obstante o disposto nas alíneas acima:
(i) o Artigo 11 continuará em vigor até que tenham sido cumpridas todas as obrigações de Desmobilização nos termos da legislação aplicável e do CCPP; e
(ii) os Artigos 5.5, 5.6, 9, 16.2, 18 e a obrigação de indemnização ao abrigo do Artigo 20 (A) continuarão em vigor até que todas as obrigações tenham sido extintas e todas as disputas tenham sido resolvidas.
(iii) A rescisão do presente Acordo ocorrerá sem prejuízo de quaisquer direitos e obrigações decorrentes de ou em conexão com o presente Acordo, que se tenham efectivado, vencido ou acumulado antes da rescisão.

Artigo 3
(Âmbito)

3.1 Âmbito
A. Este Acordo estabelece os respectivos direitos e obrigações das Concessionárias a formação de uma sociedade não incorporada com a finalidade de conduzir no tocante que compõem o consórcio para a condução das às Operações Petrolíferas nos termos do CCPP.
B. Para maior clareza, as Concessionárias confirmam que, salvo quando expressamente incluídas no CCPP, as seguintes actividades estão excluídas da abrangência do presente Acordo e não são neste abordado:
1) Operações Petrolíferas relacionadas com as Infraestruturas e actividades a jusante do Ponto de Entrega como estipulado pelo Plano de Desenvolvimento aprovado, salvo quando expressamente previstas no CCPP e no presente Acordo;
2) Comercialização e venda de Petróleo, salvo quando expressamente previstas no CCPP ou no presente Acordo;
3) Operações Petrolíferas fora da Área do Contrato de Concessão, salvo Operações Petrolíferas relacionadas com o uso de uma Infraestrutura pertencente a uma Pessoa que não é Concessionária seja Concessionária deste CCPP, incluindo o processamento ou tratamento final do Petróleo para efeitos de transporte do Petróleo Bruto ou Gás Natural através do Oleoduto ou Gasoduto de transporte, ou como Gás Natural liquefeito ou Gás

Natural comprimido quando tais Operações Petrolíferas sejam realizadas nos termos do CCPP.

4) Operações Petrolíferas fora da Área do Contrato de Concessão, que não como consequência da unitização de uma área adjacente da Área do Contrato de Concessão nos termos do CCPP; e

5) Construção, colocação e operação das Infraestruturas para efeitos de Transporte fora da Área do Contrato de Concessão, do Petróleo extraído dos Depósitos de Petróleo localizadas dentro da Área do Contrato de Concessão, salvo quando tais actividades sejam conduzidas nos termos do CCPP; e

6) Para Pesquisa, Desenvolvimento ou extracção de qualquer substância diversa do Petróleo, dentro ou fora da Área do Contrato de Concessão, excepto para efeitos de cumprimento do CCPP e nos termos com a legislação aplicável.

Artigo 4
(Titularidade, Obrigações e Responsabilidade)

4.1 Salvo disposição em contrário no presente Acordo, todos os direitos e interesses constantes e nos termos do CCPP, toda a Propriedade Conjunta e todo Petróleo Produzido na Área do Contrato de Concessão são, sem prejuízo dos termos do CCPP, propriedade das Concessionárias proporcionalmente aos seus respectivos Interesses Participativos.

4.2 Salvo disposição em contrário no presente Acordo, as obrigações das Concessionárias nos termos do CCPP e todas as responsabilidades e despesas incorridos pelo Operador em conexão com as Operações Petrolíferas Conjuntas são debitadas a Conta Conjunta, e todos os créditos da Conta Conjunta são compartilhados pelas Concessionárias na proporção dos seus respectivos Interesses Participativos.

4.3 Sem prejuízo do Financiamento previsto no CCPP, cada Concessionária pagará, na data de vencimento, e em conformidade com o disposto no Procedimento Contabilístico, a sua parcela das despesas da Conta Conjunta, na proporção do seu Interesse Participativo, incluindo adiantamentos de caixa e juros vencidos nos termos do presente Acordo. O pagamento de qualquer débito por uma Concessionária nos termos do presente Acordo realiza-se sem prejuízo do seu direito de contestar o débito posteriormente.

4.4 Interesse Participativo

A. Os Interesses Participativos das Concessionárias na Data Efectiva são:

[...]	[...]%
[...]	[...]%
ENH	[...]%

B. Se uma Concessionária transmitir a totalidade ou parte do seu Interesse Participativo segundo o disposto no presente Acordo e no CCPP, os Interesses Participativos das Concessionárias são revistos em consonância com esta transmissão correspondentemente.

4.5 Participação do Estado

A ENH é uma Concessionária nos termos do Artigo 3.2 do CCPP. As Concessionárias (excluindo-se a ENH) contribuem, no tocante ao Financiamento, ao interesse participativo assumido pela ENH, na proporção dos seus respectivos Interesses Participativos (excluindo-se o Interesse Participativo da ENH). Todos os pagamentos recebidos para a quitação do Financiamento são creditados às Concessionárias (excluindo-se a ENH) na proporção dos seus Interesses Participativos.

4.6 Garantias

As Concessionárias reconhecem os requisitos de garantias nos termos dos Artigos 4.9 e 4.10 do CCPP. Cada Concessionária concorda, referente ao seu respectivo Interesse Participativo, em fornecer e pagar o custo da garantia bancária incondicional e irrevogável para obrigações de trabalhos de Pesquisa, a qual a Concessionária deve fornecer nos termos previstos do Artigo 4.9 do CCPP e em fornecer ao Governo uma garantia incondicional e irrevogável da empresa-mãe conforme exigida no Artigo 4.10 do CCPP. As obrigações da ENH no tocante a garantia devem ser cumpridas pelas demais Concessionárias na proporção dos seus respectivos Interesses Participativos.

Artigo 5
Operador

5.1 Designação do Operador

O Operador é designado no CCPP ou no caso de substituição do Operador, a entidade indicada está sujeita a aprovação pelo Ministro que superintende a área dos Petróleos.

5.2 Direitos e Obrigações do Operador

A. Com observância dos termos e condições do presente Acordo e salvo disposição em contrário, o Operador actua em nome das Concessionárias do presente Acordo, goza de todos os direitos e terá todas as funções e os deveres do Operador nos termos do CCPP, responsabilizando-se exclusivamente por todas as Operações Petrolíferas Conjuntas, para além de conduzir e administrar todas as actividades nos termos do CCPP e do presente Acordo. O Operador pode, sujeito aos requisitos da legislação aplicável e do CCPP e nos termos do presente Acordo, empregar quaisquer pessoas (incluindo Empresas Afiliadas) nas relevantes Operações Petrolíferas Conjuntas.

B. Na condução das Operações Petrolíferas Conjuntas, o Operador deve**:**

1) Realizar as Operações Petrolíferas Conjuntas em conformidade com a legislação aplicável, do CCPP, do presente Acordo e das decisões do Comité Operacional que não entrem em conflito com o presente Acordo;

2) Conduzir e administrar todas as Operações Petrolíferas Conjuntas de forma diligente, segura e eficiente, em conformidade com a legislação aplicável, bem como as Boas Práticas da Indústria de Petróleo e princípios de conservação de campo geralmente observados pela indústria petrolífera internacional em circunstâncias similares;

3) Exercer o devido cuidado no tocante à recepção, pagamento e contabilização dos fundos, em conformidade com a legislação aplicável, o Procedimento Contabilístico anexado deste Acordo e as Boas Práticas da Indústria de Petróleo e práticas prudentes geralmente observadas pela indústria petrolífera internacional em circunstâncias similares;

4) Com observância do disposto no presente Acordo e do Procedimento Contabilístico, não deve obter lucros nem incorrer em perdas como resultado da sua actuação como Operador na condução das Operações Petrolíferas Conjuntas;

5) Cumprir com deveres para o Comité Operacional, conforme estabelecido no Artigo 6°, elaborando e apresentando ao Comité Operacional as propostas de programas e orçamentos de trabalho, bem como (quando necessário) as AdDs previstas no Artigo 6°;

6) Obter todas as autorizações, consentimentos, aprovações e direitos de superfície ou de outra natureza, eventualmente necessários para ou em conexão com a condução das Operações Petrolíferas Conjuntas;

7) Aquando da recepção de uma notificação com antecedência razoável, e tendo em consideração as exigências operacionais e de SSMA deve permitir o acesso de representantes de qualquer das Concessionárias, durante o horário normal de expediente e por sua própria conta e risco, acesso às Infraestruturas relacionadas com as Operações Petrolíferas Conjuntas, incluindo o direito de observar todas as Operações Petrolíferas Conjuntas e de inspeccionar toda a Propriedade Conjunta, bem como de realizar as auditorias financeiras conforme previsto no Procedimento Contabilístico;

8) Manter o CCPP em pleno vigor e a produzir os seus efeitos, em conformidade com as Boas Práticas da Indústria de Petróleo geralmente observadas pela indústria petrolífera internacional em circunstâncias similares. O Operador deve pagar e liquidar com pontualidade todas despesas e responsabilidades incorridas em conexão com as Operações Petrolíferas Conjuntas e envidará todos os esforços razoáveis no sentido de conservar e manter a Propriedade Conjunta livre de qualquer ónus, débito e compromissos decorrentes das Operações Petrolíferas Conjuntas;

9) Pagar ao Governo, para a Conta Conjunta, nos períodos e da forma prescrita na legislação aplicável, e no CCPP, todos os pagamentos periódicos, impostos, taxas e outros pagamentos pertinentes às Operações Petrolíferas Conjuntas, excluindo os impostos incidentes sobre cada Concessionária, conforme previsto na lei aplicável ou no CCPP;

10) Cumprir com as obrigações do Operador previstos no CCPP, incluindo a elaboração e apresentação dos relatórios, registos e informações exigidas pelo Comité Operacional e nos termos do CCPP;

11) Salvo no que toca a responsabilidades fiscais individuais colectáveis, ter, em conformidade com quaisquer decisões tomadas pelo Comité Operacional, o direito e a obrigação de representar as Concessionárias em todas as matérias a tratar com o Governo relativamente a assuntos emergentes do CCPP e as Operações Petrolíferas Conjuntas. O Operador de tais Operações Petrolíferas Conjuntas notifica as demais Concessionárias sobre tais reuniões logo que possível. Com observância do CCPP e de eventuais aprovações por parte do Governo que sejam necessárias, as Concessionárias têm o direito de participar de quaisquer reuniões com o Governo que digam respeito a tais assuntos, mas apenas na qualidade de observadores. Nada do disposto no presente Acordo impede o direito de qualquer Concessionária de manter discussões com o Governo no tocante a qualquer assunto inerente aos seus interesses comerciais e decorrente dos termos do CCPP ou do presente Acordo, mas, em tal caso, a respectiva Concessionária informa as demais Concessionárias antes, se possível, ou, em qualquer caso, imediatamente após a ocorrência de tais discussões, ficando estabelecido que tal Concessionária não é obrigada a divulgar às outras Concessionárias quaisquer assuntos discutidos quando estes digam respeito a informações privadas ou assuntos que não afectem essas Concessionárias;

12) Em conformidade com o disposto no Artigo 9 ou quaisquer decisões tomadas pelo Comité Operacional, avalia as alternativas para a disposição do Petróleo resultantes de uma Descoberta;

13) Em caso de emergência, incluindo, entre outros, casos significativos de incêndio, explosão, fuga ou derrame do Petróleo ou outro gás ou liquido, ou, sabotagem, incidentes com perda de vidas, lesões graves de funcionários, contratados ou terceiros, ou danos graves à propriedade; greves e distúrbios; ou evacuações do pessoal do Operador:

i. tomar todas as providências necessárias e devidas para a protecção da vida, saúde, meio ambiente e propriedade; e

ii. logo que razoavelmente possível, informar as Concessionárias sobre os detalhes de tal evento e eventuais medidas tomadas pelo Operador ou planos de reacção adoptados;

14) Adoptar e implementar um plano de SSMA para reger as Operações Petrolíferas de forma a assegurar o cumprimento da lei, do CCPP e o presente Acordo;

15) Incluir nos seus contratos com empresas independentes, na medida em que for prático e legal, disposições que:

A) Estabeleçam que a aplicação dos respectivos contratos pelos contratados restringe-se ao Operador;

B) Permitam o Operador, em nome das Concessionárias, aplicar indemnizações contratuais contra tais contratados e recuperar destas eventuais perdas e danos por elas sofridas quando passíveis de serem recuperadas nos termos dos seus contratos; e

C) Obriguem tais contratados a obter os seguros exigidos pela legislação aplicável e estipulado no CCPP e o presente Acordo.

16) Segundo o presente Acordo, o Operador não pode delegar os seus poderes e responsabilidades gerais de supervisão e gestão como Operador a uma Empresa-Afiliada sem o consentimento de todas as Concessionárias e aprovação subsequente do Ministro que superintende a área dos Petróleos. Nesse caso, o Operador continua a ser responsável por todas as suas obrigações como Operador.

5.3 Saúde, Segurança e Meio Ambiente ("SSMA")

A. Com o objectivo de implantar Operações Petrolíferas seguras e confiáveis em cumprimento da legislação Moçambicana aplicável pertinente da saúde, segurança e protecção do meio ambiente, doravante designada como "SSMA" (incluindo a prevenção de impactos significativos e não intencionais sobre a segurança ou saúde das pessoas, a propriedade ou o meio ambiente), o Operador, na condução das Operações Petrolíferas Conjuntas:

1) adopta e implementa um plano de SSMA que esteja em consonância com as Boas Práticas da Indústria do Petróleo e nos termos da legislação Moçambicana aplicável

2) projecta e opera a Propriedade Conjunta em consonância com o plano de SSMA; e

3) cumprirá a legislação Moçambicana aplicável pertinente de SSMA e outras exigências estatutárias afins eventualmente aplicáveis à SSMA.

B. O Comité Operacional examina os detalhes do plano de SSMA do Operador logo que seja adoptado e com frequência pelo menos anual, bem como a sua implementação, salvo quando o desempenho de SSMA justifique uma avaliação mais regular.
C. Na condução das Operações Petrolíferas Conjuntas, o Operador elabora e implementa um programa para avaliações regulares de SSMA. O objectivo de tais avaliações é o de examinar os sistemas e procedimentos de SSMA de forma periódica, incluindo a prática e o desempenho efectivo, para verificar se o plano de SSMA está a ser implementado em conformidade com as políticas e normas do plano de SSMA. O Operador deve realizar tal avaliação pelo menos antes de iniciar novas Operações Petrolíferas e antes de realizar alterações significativas nas Operações Petrolíferas Conjuntas existentes. As Concessionárias devem participar activamente dessas avaliações de SSMA.
D. O Operador exigirá que as Concessionárias e os contratados, Subcontratados, consultores e agentes deles envolvidos em actividades para a Conta Conjunta, que administrem os riscos de SSMA em consonância com os requisitos do presente Artigo 5.3 e da legislação aplicável.
E. Sem prejuízo dos direitos de uma Concessionária segundo o Artigo 5.2 (B) (7), o Operador permitirá, mediante um aviso prévio razoável, que todas as Concessionárias tenham o direito de realizar a sua própria auditoria de SSMA durante o horário normal de expediente (e a seu próprio risco e custas).

5.4 Pessoal do Operador

O Operador deve contratar ou envolver apenas os funcionários, contratados, substitutos, consultores e agentes que sejam razoavelmente necessários para desenvolver as actividades relevantes às Operações Petrolíferas Conjuntas. O Operador determina o número de funcionários, contratados, consultores e agentes, bem como, a selecção de tais pessoas, os seus horários de trabalho e a remuneração a ser paga a todas essas pessoas em conexão com as Operações Petrolíferas Conjuntas.

5.5 Informações Fornecidas pelo Operador

A. O Operador fornece a todas as Concessionárias participantes os seguintes dados e relatórios, na medida em que os custos sejam debitados na Conta Conjunta ou para o efeito do cumprimento das obrigações nos termos da legislação aplicável ou do CCPP à medida que sejam produzidos ou compilados correntemente com as respectivas Operações Petrolíferas Conjuntas:

1) cópias de todos os registos ou levantamentos, incluindo os existentes em formato digital;
2) relatórios diários de perfuração;
3) cópias de todos os Testes e principais relatórios de dados e análises;
4) relatório final de reobturação de Poços;
5) cópias dos relatórios de obturação;
6) cópias dos mapas geológicos e geofísicos finais, secções sísmicas e mapas de localização de pontos de tiro;
7) estudos de engenharia, cronogramas de desenvolvimento e relatórios trimestrais e anuais sobre o progresso dos projectos de desenvolvimento;
8) relatórios de desempenho de campos e Poços, incluindo estudos de reservatório e estimativas de reserva;
    i. cópias de todos os relatórios importantes fornecidos pelo Operador ao Governo sobre as Operações Petrolíferas Conjuntas pertinentes ou sobre a Área do CCPP;
    ii. outros estudos e relatórios importantes relacionados com tais Operações Petrolíferas Conjuntas;
    iii. relatórios sobre o progresso das operações sísmicas;
    iv. relatórios obrigatórios a serem prestados pelo Operador segundo o Procedimento Contabilístico.
9) relatórios requeridos e fornecidos pelo Operador nos termos do "Anexo C" do CCPP – nomeadamente o Procedimento Contabilístico;
10) dados e relatórios relacionados com Produção e levantamento;

11) relatórios de ajustamento de Gás Natural nos termos dos acordos previstos no Artigo 10.3;
12) dados e relatórios relacionados com venda e entrega do Petróleo;
13) as informações adicionais que uma Concessionária possa razoavelmente solicitar, contanto que a Concessionária solicitante pague pelos custos de elaboração das informações e que estas não sobrecarreguem indevidamente os quadros administrativos e técnicos do Operador. Tais informações adicionais são fornecidas apenas às Concessionárias que paguem pelos seus custos; e
14) outros relatórios exigidos pelo Comité Operacional.

B. O Operador deve dar às Concessionárias, mediante um período razoável de aviso prévio, durante o horário normal de expediente, acesso a todos os dados e relatórios, salvo os dados e relatórios fornecidos pelas Concessionárias em conformidade com o Artigo 5.5(A), obtidos na condução das Operações Petrolíferas Conjuntas, os quais uma Concessionária possa razoavelmente solicitar. Qualquer Concessionária pode fazer cópias desses dados adicionais às suas próprias custas.

5.6 Resolução de Reclamações e Acções Judiciais

A. O Operador deve notificar imediatamente as Concessionárias participantes sobre todas e quaisquer reclamações ou acções judiciais relevantes que estejam de alguma forma relacionadas com as respectivas Operações Petrolíferas Conjuntas. O Operador deve representar as Concessionárias participantes e defende ou opõe-se à reclamação ou acção judicial. O Operador pode, a seu exclusivo critério, transigir ou resolver qualquer reclamação ou acção judicial ou qualquer série relacionada de reclamações ou acções judiciais até a um montante não superior ao equivalente a quinhentos mil dólares dos EUA (US$ 500, 000) para além de honorários com advogados. O Operador deve obter a aprovação e instruções do Comité Operacional para montantes que excedam o valor acima referido. Sem prejuízo do acima disposto, cada Concessionária tem o direito de ser representada por advogados próprios, às suas próprias expensas, na negociação, resolução ou defesa relativamente a tais reclamações ou acções judiciais.

B. Qualquer Concessionária deve notificar imediatamente as outras Concessionárias sobre qualquer reclamação feita por terceiros contra si, que decorra ou afecte as Operações Petrolíferas Conjuntas e a referida Concessionária exerce a defesa ou chega a acordo sobre a tal reclamação de acordo com instruções dadas pelo Comité Operacional. Os custos, despesas e danos incorridos no âmbito dessa defesa ou resolução, que sejam atribuíveis às respectivas Operações Petrolíferas Conjuntas, são imputados à Conta Conjunta.

C. Não obstante o disposto no presente Artigo 5.6, cada Concessionária tem o direito de intervir em qualquer acção judicial, processo, defesa ou resolução realizada nos termos acima disposto, às suas próprias custas, ficando estabelecido que nenhuma Concessionária pode transigir a sua parcela correspondente ao seu Interesse Participativo, em qualquer reclamação, sem previamente demostrar ao Comité Operacional de que seja possível fazê-lo sem prejudicar os interesses das Operações Petrolíferas Conjuntas.

5.7 Limitação da Responsabilidade do Operador

A. Salvo o disposto no Artigo 5.7 (C), nem o Operador nem qualquer outro Indemnizado conforme a definição abaixo incorre excepto na qualidade de Concessionária na proporção do seu Interesse Participativo quaisquer danos, perdas, custos, despesas ou responsabilidades resultantes do cumprimento, (ou incumprimento) dos deveres e funções do Operador, sendo que os Indemnizados aqui ficam isentos de qualquer responsabilidade perante as Concessionárias por todos e quaisquer danos, perdas, custos, despesas e responsabilidades decorrentes ou resultantes de tal cumprimento ou incumprimento, ainda que causados, no todo ou em parte, por um defeito pré-existente ou por negligência (individual, conjunta ou concorrente), Negligência Grosseira, Conduta Dolosa, responsabilidade estrita ou outra infracção do Operador ou de qualquer Indemnizado.

B. Salvo o disposto no Artigo 5.7 (C), as Concessionárias devem (na proporção dos seus Interesses Participativos) salvaguardar e indemnizar o Operador e as suas Empresas-Afiliadas, e os seus respectivos administradores, altos funcionários e trabalhadores (designados em conjunto "Indemnizados"), por todos e quaisquer danos, perdas, custos, despesas (incluindo custas judiciais, despesas e honorários com advogados razoáveis) e responsabilidades respeitantes a reclamações, demandas ou causas de acção iniciadas por

qualquer Pessoa singular ou colectiva ou em nome destas, cujas reclamações, demandas ou causas de acção decorram ou resultem das Operações Petrolíferas Conjuntas, ainda que causadas, no total ou parcialmente, por um defeito pré-existente, ou por negligência (individual, conjunta ou concorrente), Negligência Grosseira, Conduta Dolosa, responsabilidade estrita ou outra infracção praticada pelo Operador (ou de qualquer Indemnizado).

C. Não obstante o disposto no Artigos 5.7 (A) ou 5.7 (B), se qualquer Pessoal Sénior de Supervisão do Operador ou das suas Empresas- Afiliadas incorrer numa situação de Negligência Grosseira e/ou Conduta Dolosa que cause directamente que as Concessionárias incorram em danos, perda, custo, despesa ou responsabilidades pelas reclamações, demandas ou causas de acção mencionadas no Artigo 5.7, o Operador suporta apenas os danos, perdas, custos, despesas e responsabilidades efectivas com a reparação, substituição e/ou remoção da Propriedade Conjunta eventualmente danificada ou perdida, para além da parcela proporcional ao seu Interesse Participativo.

D. Não obstante o acima disposto, em nenhuma circunstância o Operador (excepto na qualidade de Concessionária na proporção do seu Interesse Participativo, conforme previsto no Artigo 5.7 (A)) ou qualquer outro Indemnizado incorre qualquer Perda Consequente ou Perda Ambiental.

E. Nenhum aspecto do presente Artigo 5.7 é considerado uma isenção do Operador em relação à sua parcela, na proporção do seu Interesse Participativo, de quaisquer danos, perdas, custos, despesas ou responsabilidade decorrentes ou resultantes das Operações Petrolíferas Conjuntas.

5.8 Seguro Obtido pelo Operador

A. Salvo disposição contrária à legislação aplicável, e do CCPP ou no presente Acordo, o Operador deve obter e manter, para a Conta Conjunta, todos os tipos e valores de seguros exigidos pela legislação Moçambicana aplicável ou pelo CCPP.

B. O Operador deve obter e manter quaisquer seguros adicionais, a preços de mercado, condicionalmente ao requisito e à aprovação unânime do Comité Operacional.

C. Sem prejuízo da legislação aplicável ou do CCPP, qualquer Concessionária pode optar por não participar do seguro a obter pelo Operador nos termos do Artigo 5.8 (B), contanto que tal Concessionária:

1) faça a notificação imediata da não participação no seguro a obter pelo Operador;

2) não pratique qualquer acto que possa interferir com as negociações encetadas pelo Operador com vista a obter o referido seguro para as demais Concessionárias;

3) obtenha o seguro previamente ou aquando do início das respectivas Operações Petrolíferas e mantenha os seguros (constituindo prova suficiente da existência dos mesmos a emissão de um certificado actualizado de cobertura adequada fornecido pelo menos uma vez por ano), e que o Comité Operacional considere aceitável. Esta determinação de aceitabilidade não exime, de forma alguma, uma Concessionária não participante da sua obrigação de cumprir cada pedido de fundos (excepto em conformidade com o disposto com o Artigo 5.8 (E), no que respeita aos custos da apólice de seguro na qual tal Concessionária tenha optado por não participar), incluindo qualquer demanda de fundos relativos a perdas e danos e/ou os custos da respectiva reparação nos termos da Lei, dos regulamentos, do CCPP e do presente Acordo. Caso tal Concessionária obtenha outro seguro, este deve:

(a) conter uma renúncia de sub-rogação à favor de todas as demais Concessionárias, do Operador e das suas seguradoras, mas apenas no que respeite aos seus interesses participativos nos termos do presente Acordo;

(b) prever a obrigação de notificar por escrito ao Operador com antecedência mínima de trinta (30) dias em relação a qualquer alteração significativa ou cancelamento da apólice de seguro;

(c) ser primário em relação a, e não receber qualquer contribuição de qualquer outro seguro detido por ou, em nome de, ou que beneficie o Operador ou as demais Concessionárias ou em nome ou benefício destas; e

(d) conter disposições que alarguem a sua aplicação territorial e cobertura adequadas no local das Operações Petrolíferas Conjuntas; e

4) seja responsável por todas as franquias, pagamentos de co-seguro, exposições não seguradas ou sub-seguradas relacionadas aos seus interesses nos termos do presente Acordo.

D. O custo do seguro de que todas as Concessionárias participam é para a Conta Conjunta e o custo do seguro de que nem todas as Concessionárias participem é debitado às Concessionárias participantes na proporção dos seus respectivos Interesses Participativos. Sem prejuízo do disposto na sentença anterior, o custo do seguro relativo a uma Operação Petrolífera Exclusiva é debitado das Concessionárias Consentidoras.

E. Relativamente a todos os seguros obtidos nos termos do presente Artigo 5.8, o Operador deve:

1) Informar imediatamente as Concessionárias participantes aquando da obtenção de tal seguro e apresentar-lhes os certificados de seguro ou cópias das respectivas apólices quando emitidas;

2) Providenciar a inclusão das Concessionárias participantes, na proporção dos seus respectivos Interesses Participativos, como co segurados nas apólices relevantes, com renúncias de sub-rogação em favor de todas as Concessionárias, mas apenas no tocante aos seus interesses nos termos do presente Acordo;

3) Envidar esforços razoáveis para assegurar a sobrevida de cada apólice em caso de inadimplemento ou falência do segurado para reclamações decorrentes de um evento anterior ao inadimplemento ou falência e a reversão de todos os direitos do segurado às Concessionárias que não estejam inadimplentes ou falidas; e

4) Apresentar devidamente todas as reclamações e tomar todas as medidas necessárias e apropriadas para receber e creditar quaisquer produtos às Concessionárias participantes na proporção dos seus respectivos Interesses Participativos.

F. O Operador envidará esforços razoáveis para se assegurar de que todas as pessoas a realizar trabalhos relacionados com as Operações Petrolíferas Conjuntas, que não as Concessionárias participantes:

1) Obtenham e mantenham todos e quaisquer tipos e valores de seguro exigidos pela legislação aplicável, pelo CCPP ou qualquer decisão do Comité Operacional;

2) Incluam as Concessionárias como segurados adicionais nas apólices de seguro da Concessionária e obtenham das suas seguradoras renúncias de todos os direitos de recurso contra o Operador, as Concessionárias e as suas seguradoras; e

3) Apresentem o Operador certificados que comprovem tal seguro antes do início dos seus serviços.

5.9 Mistura de Fundos

O Operador não pode combinar com os seus próprios fundos os montantes que receber da ou para a Conta Conjunta nos termos do presente Acordo.

5.10 Demissão do Operador

Sem prejuízo do Artigo 5.12, o Operador pode a qualquer momento se demitir como Operador mediante a notificação das demais Concessionárias com pelo menos seis meses de antecedência à data efectiva da demissão. A demissão como Operador requer a aprovação do Governo. O Operador não será isento das suas responsabilidades como Operador nos termos do presente Acordo antes da aprovação do Governo e do término do período de aviso prévio acima indicado, o que ocorrer por último. O direito de demissão do Operador previsto no presente Artigo 5.10 não prejudicará o seu direito de reter o seu Interesse Participativo, incluindo os direitos, benefícios, deveres e obrigações não relacionados com ou decorrentes da sua qualidade de Operador nos termos do CCPP e o presente Acordo.

5.11 Remoção do Operador

A. Sem prejuízo de quaisquer direitos que assistam ao Governo de exigir em contrário e sujeito ao Artigo 5.12, o Operador será removido aquando da recepção do aviso prévio de qualquer Concessionária, se:

1) o Operador tornar-se insolvente ou falido, ou realizar uma cessão a favor de credores;

2) for emitido um mandado por um tribunal ou for adoptada uma resolução eficaz para a reorganização nos termos de qualquer lei de falência, dissolução, alienação ou liquidação do Operador;

3) for nomeado um transmissário para uma parte substancial dos activos do Operador;
4) o Operador for dissolvida, alienada, liquidada ou de qualquer outra forma se extinguir voluntariamente; ou
5) o Operador ceder, resultando na detecção de menos de vinte e cinco por cento (25 %) de Interesse Participativo exigida para um Operador nos termos da legislação aplicável e do CCPP.

B. Sem prejuízo do Artigo 5.12, o Operador pode ser removido mediante a decisão das Concessionárias quando o Operador, caso cometa uma violação substancial do CCPP ou do presente Acordo e não dê início à reparação da violação no prazo de trinta (30) dias contados a partir da recepção de uma notificação das Concessionárias, com detalhes sobre a alegada violação, ou não tenha procedido com diligência à conclusão da reparação. Qualquer decisão das Concessionárias no sentido de fazer a notificação de violação ao Operador ou de remover o Operador nos termos dessa disposição deve ser tomada pelo voto afirmativo de uma (1) ou mais do número total de Concessionárias, para além do Operador, com um Interesse Participativo conjunto de pelo menos cinquenta e um por cento (51%). Contudo, se o Operador contestar a alegada comissão ou falta de reparação de uma violação substancial, continua nomeado e não se pode nomear um Operador sucessor até à conclusão dos procedimentos de resolução de disputas previstos no Artigo 19.2 no tocante a tal violação, sem prejuízo dos termos do Artigo 9.3 no que tange à violação, pelo Operador, das suas obrigações de pagamento.

C. Se o Operador, juntamente com quaisquer Empresas Afiliadas do Operador, for ou se tornar titular de um Interesse Participativo inferior a vinte e cinco por cento (25%), será obrigado a notificar imediatamente as demais Concessionárias. O Comité Operacional realizará uma votação dentro de trinta (30) dias contados a partir da notificação, para nomear ou não um Operador sucessor segundo o Artigo 5.12.

D. Caso ocorra uma mudança directa ou indirecta no Controlo do Operador este será obrigado a notificar imediatamente as demais Concessionárias do CCPP. O Comité Operacional realizará uma votação dentro de trinta (30) dias contados a partir da notificação, para indicar ou não um Operador sucessor nos termos do Artigo 5.12.

5.12 Nomeação do Sucessor

Quando ocorre uma mudança de Operador nos termos dos Artigos 5.10 ou 5.11:

A. O Comité Operacional reunir-se-á logo que possível para nomear um Operador sucessor segundo o procedimento de votação previsto no Artigo 6.9. Nenhuma Concessionária pode ser indicada como Operador sucessor contra a sua vontade. Caso um Operador sucessor não seja indicado no prazo de cento e oitenta (180) dias contados a partir da data de demissão ou remoção do Operador, o Governo procede à sua nomeação.

B. Se o Operador for removido que não no caso previsto nos Artigos 5.11 (C) ou 5.11 (D), nem o Operador nem qualquer Empresa Afiliada do Operador têm o direito de ser considerados como candidatos a ser o Operador sucessor.

O Operador demissionário ou removido será compensado, a partir da Conta Conjunta, pelas suas despesas razoáveis directamente relacionadas à sua demissão ou remoção, salvo no caso previsto no Artigo 5.11(B).

C. O Operador demissionário ou removido e o Operador sucessor prepararão a realização de um inventário de toda a Propriedade Conjunta e do Petróleo, bem como uma auditoria dos livros e registos do Operador demissionário ou removido. O inventário e a auditoria devem ser concluídos, se possível, até à data efectiva da mudança do Operador estando sujeitos à aprovação do Comité Operacional. As responsabilidades e as despesas do inventário e da auditoria serão para a Conta Conjunta.

D. A demissão ou remoção do Operador e a sua substituição pelo Operador sucessor não serão efectivadas antes da recepção das aprovações governamentais eventualmente necessárias.

E. Na data efectiva da demissão ou remoção, o Operador sucessor sucede em todos os deveres, direitos e autoridades prescritos para o Operador. O ex-Operador transfere para o Operador sucessor a custódia de toda a Propriedade Conjunta, dos livros de contas,

registos e outros documentos mantidos pelo Operador e relacionados com a Área do Contrato e as Operações Petrolíferas Conjuntas. Mediante a entrega das propriedades e dos dados acima descritos, o ex-Operador fica desvinculado e isento de todas as obrigações e responsabilidades como Operador a partir de tal data.

F. Caso alguma Concessionária se torne Operador nos termos dos Artigos precedentes, o disposto neste Acordo relacionado com o Operador será aplicável correspondentemente ao sucessor do Operador.

5.13 Assistência das Concessionárias

Mediante a solicitação do Operador, as demais Concessionárias prestam, ao custo da Conta Conjunta, a assistência que possa ser razoavelmente necessária para obter eventuais aprovações, autorizações e outros documentos do Governo necessários para que o Operador cumpra com os seus deveres nos termos do presente Acordo e as obrigações da Concessionária nos termos do CCPP.

Artigo 6
Comité Operacional

6.1 Criação do Comité Operacional

Cada Concessionária nomeia um (1) representante e um (1) suplente para servir no Comité Operacional. Cada Concessionária deve, logo que possível após a data do presente Acordo, notificar as demais Concessionárias, por escrito, sobre o nome e endereço do seu representante e suplente para servir no Comité Operacional. Cada Concessionária tem o direito de mudar o seu representante e suplente a qualquer momento, notificando as demais Concessionárias sobre tal mudança.

6.2 Poderes e Deveres do Comité Operacional

Salvo disposto em contrário, o Comité Operacional têm o poder e dever de autorizar e supervisionar as Operações Petrolíferas Conjuntas nos termos do CCPP, que forem necessárias para o cumprimento dos direitos e obrigações, em conformidade com o presente Acordo e de forma apropriada às circunstâncias.

6.3 Autoridade de Voto

O representante de uma Concessionária ou, na sua ausência, o suplente está autorizado a representar e assumir compromissos em nome da Concessionária no tocante a qualquer questão que esteja no âmbito dos poderes do Comité Operacional e que esteja devidamente apresentado ao Comité Operacional. Cada representante tem um voto equivalente ao Interesse Participativo da Concessionária por ele representada. Cada suplente tem o direito de participar de todas as reuniões do Comité Operacional, mas não tem voto, excepto na ausência do representante de quem é suplente. Para além do representante e suplente, cada Concessionária também pode levar a qualquer reunião do Comité Operacional os assessores técnicos e de outra natureza que considerar necessários.

6.4 Subcomités

O Comité Operacional pode criar os subcomités, incluindo subcomités técnicos, que considerar necessários. As funções de cada subcomité são de assessoria ou conforme determinadas de forma unânime pelas Concessionárias. Cada Concessionária tem o direito de nomear um representante para cada subcomité. Cada Concessionária também pode levar a qualquer reunião de subcomités os assessores técnicos e de outra natureza que considerar necessários.

6.5 Convocação de Reunião

A. O Operador pode convocar uma reunião do Comité Operacional mediante aviso às Concessionárias com pelo menos quinze (15) dias de antecedência à reunião. Uma cópia dessa notificação deve simultaneamente ser submetida ao INP.

B. Qualquer Concessionária pode solicitar uma reunião do Comité Operacional mediante aviso a todas as demais Concessionárias. Mediante a recepção da dita solicitação, o Operador deve convocar a reunião para uma data não inferior a quinze (15) dias nem posterior a trinta (30) dias contados a partir da recepção da solicitação.

C. Os períodos de antecedência acima podem ser ignorados apenas com o consentimento unânime de todas as Concessionárias qualificadas para votar.

6.6 Conteúdo da Convocação de Reunião

A. Cada convocatória de reunião do Comité Operacional, feita pelo Operador, deve conter:

1) A data, a hora e o local da reunião;
2) Uma agenda das questões e propostas a serem consideradas e/ou votadas; e
3) Cópias de todas as propostas a serem consideradas na reunião (incluindo todas as respectivas informações de apoio não distribuídas anteriormente às Concessionárias).

B. Uma Concessionária, mediante um aviso às demais Concessionárias, com antecedência mínima de sete (7) dias à reunião, pode acrescentar questões à agenda de uma reunião.

C. Mediante a solicitação de uma Concessionária e com o consentimento unânime de todas as Concessionárias, o Comité Operacional pode considerar, numa reunião, uma proposta não constante da agenda da reunião.

6.7 Local das Reuniões

Todas as reuniões do Comité Operacional são realizadas em Maputo salvo se de outro modo as circunstâncias especiais justificarem. Se uma reunião do Comité Operacional for organizada em outro local, o Comité Operacional definirá este local por unanimidade. A decisão, incluindo a justificação relativa, será submetida ao INP. Cada Concessionária arcará com os seus próprios custos associados à sua participação nas reuniões do Comité Operacional. Custos razoáveis e necessários relacionadas à participação dos observadores do Governo nas reuniões do Comité Operacional e da subcomissão nos termos do CCPP ou, como da legislação aplicável as reuniões equivalentes para um acordo de unificação, serão debitados a Conta Conjunta.

6.8 Deveres do Operador nas Reuniões

A. No tocante às reuniões do Comité Operacional e de qualquer subcomité, entre os deveres do Operador figurarão:

1) Elaborar e distribuir a ordem de trabalhos em tempo oportuno;
2) Organizar e conduzir a reunião; e
3) Elaborar um registo escrito ou actas de cada reunião

B. O Operador tem o direito de nomear o presidente do Comité Operacional e de todos os subcomités.

6.9 Procedimento de Votação

A. Salvo o disposto em contrário no presente Acordo, todas as decisões, aprovações e outras acções do Comité Operacional, no tocante a todas as propostas a este apresentadas, são decididas pelo voto afirmativo da maioria das Concessionárias, que não sejam Empresas Afiliadas destas, colectivamente titulares de pelo menos sessenta e cinco por cento (65%) dos Interesses Participativos ("Marca de Aprovação"), excepto no caso de haver apenas duas partes Concessionárias, quando todas as questões são decididas em favor da proposta que receber o voto do maior Interesse Participativo. Caso essa Marca de Aprovação não seja alcançada na votação de qualquer matéria sujeita ao Artigo 6°.9.C, convocar-se-á uma reunião do comité técnico com uma antecedência mínima de quinze (15) dias para examinar e discutir todas as propostas concorrentes. Uma reunião subsequente do Comité Operacional pode ser convocada com uma antecedência mínima de quinze (15) dias contados a partir da data da reunião do comité técnico.

B. Não obstante o Artigo 6.9.A, é necessária a aprovação unânime dos representantes das Concessionárias em todas as decisões tomadas pelo Comité Operacional no tocante a:

1) A renúncia voluntária à totalidade ou parte da Área do Contrato de Concessão;
2) A rescisão voluntária do CCPP;
3) Qualquer emenda ao presente Acordo ou ao CCPP;
4) Unificação de qualquer parte da Área do Contrato de Concessão; e
5) A aprovação das Concessionárias de submeter um Plano de Desenvolvimento para a aprovação do Governo e a decisão final de investimento relacionada a qualquer Desenvolvimento ficando estabelecido que, caso não se consiga alcançar a unanimidade após as devidas tentativas e discussões, ficam sujeitos as disposições de Artigo 8 (Operação Petrolífera Exclusiva).

C. Não obstante o disposto acima no presente Artigo 6°.9, caso o Comité Operacional não chegue a uma decisão quanto às medidas tomadas para o devido cumprimento de qualquer programa de trabalhos de Pesquisa relevante a qualquer subperíodo de Pesquisa ou a uma proposta para a obturação e abandono de um Poço ou relacionado de cessação

das Operações Petrolíferas e Desmobilização das Infraestruturas nos termos do Artigo 11.1, em virtude de não conseguir alcançar a Marca de Aprovação na votação, o Operador convoca uma reunião do Comité Operacional no prazo máximo de trinta (30) dias contados a partir da sua falha de tomada de tal decisão. Nessa reunião, o Comité Operacional deve considerar e votar propostas para os programas de trabalho e orçamentos adicionais que forem necessários para manter o CCPP em pleno vigor e efeito ou para realizar os procedimentos exigidos à obturação e abandono de um Poço ou cessação das Operações Petrolíferas e Desmobilização das Infraestruturas nos termos da legislação aplicável e do CCPP de, se for o caso. Se o Comité Operacional não conseguir alcançar a Marca de Aprovação na votação, a aprovação de tais propostas será decidida pelo voto de duas (2) ou mais Concessionárias, que não sejam Empresas Afiliadas destas, colectivamente titulares de pelo menos cinquenta e um por cento (51%) da totalidade dos Interesses Participativos. Se nenhuma proposta receber essa maioria simples, prevalecerá a proposta que receber o voto do maior Interesse Participativo.

D. O Operador deve realizar consultas em boa-fé com todas as Concessionárias relativamente a todas as decisões, aprovações e outras acções do Comité Operacional, no que respeita a todas as propostas a ele apresentadas, mas, em caso de desacordo, aplica-se os direitos de voto estabelecidos no Artigo 6°.9 (A).Se uma transmissão de Interesse Participativo resultar na alteração do numero de Concessionárias ou na distribuição do Interesse Participativo entre as Concessionárias do CCPP, as Concessionárias devem submeter uma proposta de ajustamento dos requisitos e procedimentos para marca de aprovação na votação ao 6.9, para MIREME.

Se a proposta não for suportada por todas Concessionárias, a proposta de alternativa relevante com as regras de votação também deve ser submetida ao MIREME para aprovação.

6.10 Registo dos Votos

O presidente do Comité Operacional deve nomear um secretário que faz um registo de cada proposta votada e dos resultados de cada votação em cada reunião do Comité Operacional. No final da reunião, o representante de cada Concessionária assina e recebe uma cópia de tal registo, que é considerado o registo final das decisões tomadas pelo Comité Operacional.

6.11 Actas

O secretário deve facultar a cada Concessionária uma cópia das actas da reunião do Comité Operacional no prazo de quinze (15) Dias Úteis contados a partir do fim da reunião. Cada Concessionária tem quinze (15) dias após a recepção das actas para notificar o secretário sobre as suas objecções a estas. As actas devem ser consideradas aprovadas caso não se receba nenhuma notificação de objecções específicas no prazo de quinze (15) dias. Em qualquer caso, os votos registados nos termos do Artigo 6°.10 têm precedência às actas do Comité Operacional.

6.12 Votação por Notificação

A. Em vez de convocar uma reunião, as Concessionárias podem apresentar qualquer proposta ao Comité Operacional para uma votação por notificação. A Concessionária ou Concessionárias proponentes notificam o Operador, que igualmente notifica os representantes de cada Concessionária sobre a proposta apresentada e a urgência necessária, no parecer do Operador, para a decisão sobre a questão operacional. O Operador deve incluir na notificação a documentação adequada relacionada com tal proposta para que as Concessionárias tomem uma decisão. Cada Concessionária deve comunicar o seu voto por notificação ao Operador e às Concessionárias segundo um dos seguintes prazos apropriados após a recepção da notificação do Operador:

1) quarenta e oito (48) horas, no caso de Operações Petrolíferas que envolvam a utilização de uma sonda de perfuração à espera na Área do Contrato de Concessão e outras questões operacionais que, por sua natureza, no parecer do Operador, exijam uma decisão urgente; e
2) quinze (15) dias para todas as demais propostas.

B. Salvo no caso previsto no Artigo 6.12 (A) (1), qualquer Concessionária pode, mediante notificação entregue a todas as Concessionárias, dentro de cinco (5) dias após a recepção da notificação do Operador, solicitar que a proposta seja considerada numa reunião em

vez de por notificação. Em tal caso, a proposta será considerada numa reunião devidamente convocada para esse fim.
C. Salvo o disposto no Artigo 11, considerar-se-á contra a proposta qualquer Concessionária que deixe de comunicar o seu voto.
D. Caso não se solicite uma reunião, o Operador, no término do devido prazo, enviará a cada Concessionária e uma cópia ao INP uma notificação de confirmação com a contagem e os resultados da votação.

6.13 Efeito da Votação

Todas as decisões tomadas pelo Comité Operacional nos termos do presente Artigo são conclusivas e vinculativas para todas as Concessionárias, salvo nos casos abaixo.
A. Caso uma proposta de Operação Petrolífera Conjunta ou Operações Petrolíferas Exclusivas, conforme seja o caso, seja devidamente apresentada ao Comité Operacional nos termos do presente Artigo, e o Comité Operacional não aprove atempadamente tal proposta, qualquer Concessionária que tenha votado em favor de tal proposta tem o direito ao período apropriado especificado abaixo para propor, em conformidade com o Artigo 8°, uma Operação Petrolífera Exclusiva que envolva actividades essencialmente iguais às propostas para tal Operação Petrolífera Conjunta.
1) No caso de propostas relacionadas com questões operacionais urgentes, tal direito pode ser exercido durante vinte e quatro (24) horas após o término do período especificado no Artigo 6.12 (A) (1) ou após a recepção da notificação do Operador às Concessionárias, feita segundo o Artigo 6.13 (D), conforme for o caso.
2) Para propostas de desenvolvimento de uma Descoberta, tal direito deve ser exercido durante dez (10) dias após a data em que o Comité Operacional deveria ter considerado a proposta segundo os Artigos 6.6 ou 6.12.
3) Para todas as demais propostas, tal direito deve ser exercido durante cinco (5) dias após a data em que o Comité Operacional deveria ter considerado tal proposta segundo os Artigos 6.6 ou 6.12.
B. Caso uma Concessionária tenha votado contra qualquer proposta aprovada pelo Comité Operacional, e que poderia ser conduzida como uma Operação Exclusiva ao abrigo do Artigo 8, tal Concessionária tem o direito de não participar da operação contemplada pela aprovação. Qualquer Concessionária que deseje exercer o seu direito de não consentimento deve notificar todas as demais Concessionárias sobre o seu não consentimento no prazo de cinco (5) dias (ou vinte e quatro (24) horas nos casos de questões operacionais urgentes) após a aprovação da proposta pelo Comité Operacional. Se uma Concessionária exercer o seu direito de não consentimento, as Concessionárias que não tinham o direito de notificar ou não notificaram o seu não consentimento serão Concessionárias Consentidoras no que diz respeito à operação contemplada pela aprovação do Comité Operacional e conduzirão actividades pertinentes a uma Operação Petrolífera Exclusiva ao abrigo do Artigo 8; ficando estabelecido, contudo, que qualquer Concessionária que não tinha o direito de notificar ou não notificou o seu não consentimento pode, mediante uma notificação às demais Concessionárias no prazo de cinco (5) dias (ou vinte e quatro (24) horas nos casos de questões operacionais urgentes) após a notificação de não consentimento feita por qualquer Concessionária Não Consentidora, exigir que o Comité Operacional vote novamente sobre a proposta em questão. Apenas as Concessionárias que não tinham o direito ou não exerceram o seu direito de não consentimento no tocante às actividades contempladas participam da segunda votação do Comité Operacional, com direitos de voto proporcionais aos seus respectivos Interesses Participativos. Se o Comité Operacional aprovar novamente as actividades contempladas, qualquer Concessionária que tenha votado contra as actividades contempladas na segunda votação pode optar por ser uma Concessionária Não Consentidora no tocante a tal operação, enviando uma notificação de não consentimento a todas as demais Concessionárias no prazo de cinco (5) dias (ou vinte e quatro (24) horas nos casos de questões operacionais urgentes) após a segunda aprovação das actividades contempladas pelo Comité Operacional.
C. Se as Concessionárias Consentidoras a uma Operação Petrolífera Exclusiva nos termos dos Artigos 6.13 (A) ou 6.13 (B) concordarem, o Comité Operacional pode, a qualquer momento, ao abrigo deste Artigo, reconsiderar e aprovar, decidir ou tomar medidas

relativamente a qualquer proposta que não tenha aprovado anteriormente, bem como modificar ou revogar uma aprovação, decisão ou acção anterior.
D. Uma vez aprovada e iniciada uma Operação Petrolífera Conjunta para perfuração, Aprofundamento, Teste, Desvio Lateral, Retrovedação, Completação, Recompletação, Retrabalho ou obturação de um Poço, tal operação não deve ser interrompida sem o consentimento do Comité Operacional, ficando estabelecido, contudo, que tal operação pode ser interrompida se:
1) for encontrada uma substância impenetrável ou outra condição no furo, a qual, no parecer razoável do Operador, torne impraticável a continuação da operação; ou
2) ocorrerem outras circunstâncias que, no parecer razoável do Operador, tornem injustificável a continuação da operação e o Comité Operacional, no período estabelecido nos termos do Artigo 6°.12 (A), após a recepção da notificação do Operador, aprovar a interrupção da operação.
Em qualquer dos casos acima, o Operador notifica imediatamente as Concessionárias sobre a interrupção da operação segundo o disposto acima, e qualquer Concessionária tem o direito de propor, em conformidade com o Artigo 8, uma Operação Petrolífera Exclusiva para dar continuidade a ela-

6.14 Princípios de Unificação

A. Caso as Concessionárias, nos termos da legislação de Petróleos procederem à unificação com a outra Área do Contrato de Concessão adjacente nos termos do CCPP e do presente Acordo, as Concessionárias devem, em boa-fé, negociar e concluir os termos de um acordo de unificação com os titulares da Área de Contrato de Concessão adjacente.
B. Tal acordo de unificação, está sujeito á legislação de Petróleo aplicável e baseado nos termos do CCPP e acordos existentes, e deve incluir os seguintes princípios:
1) Operações Petrolíferas na área unificada devem tomar como base a gestão eficiente dos recursos e recuperação máxima do Petróleo;
2) As Operações Petrolíferas na área unificada devem ser conduzidas por um Operador que detenha pelo menos 25% de Interesse Participativo num dos CCPPs;
3) O processo de determinação ou redeterminação das participações deve prever a utilização de todos os dados técnicos e a experiência de Produção relevantes;
4) O processo de determinação ou redeterminação das participações deve incluir uma determinação inicial destas e a opção de pelo menos uma (1) redeterminação;
5) Com o acordo unânime dos participantes, será possível não realizar uma redeterminação programada; e
6) Os parâmetros das participações são elaborados de forma justa e equitativa, em consonância com princípios técnicos e sólidos, económicos e de engenharia, para que cada participante da unidade alcance parcela justa e equitativa da Produção da unidade.

Artigo 7
Programas e Orçamentos de Trabalho

7.1 Pesquisa e Avaliação

A. No prazo de sessenta (60) dias contados a partir da Data Efectiva, o Operador deve apresentar às Concessionárias uma proposta de programa e orçamento de trabalho detalhados sobre as Operações Petrolíferas Conjuntas que serão realizadas no restante do ano civil em curso e, conforme for o caso, no ano civil seguinte. Dentro de trinta (30) dias após essa apresentação, o Comité Operacional deve reunir para deliberar e alcançar um acordo sobre um programa e orçamento de trabalho.
B. Na data ou antes de 1 de Setembro de cada ano, o Operador deve apresentar às Concessionárias uma proposta de programa e orçamento de trabalho com detalhes sobre as Operações Petrolíferas Conjuntas que serão realizadas no ano civil seguinte. Dentro de trinta (30) dias após essa apresentação, o Comité Operacional deve reunir-se para considerar e esforçar-se para alcançar um acordo sobre um programa e orçamento de trabalho.
C. Quando ocorrer uma Descoberta, o Operador deve notificar da Descoberta nos termos do CCPP e da legislação aplicável, e, logo que possível, apresentar às Concessionárias um relatório com os detalhes disponíveis sobre a Descoberta e a recomendação do Operador quanto à necessidade de avaliação da Descoberta. Caso o Comité Operacional determine

que a Descoberta carece de uma avaliação, o Operador, no prazo de sessenta (60) dias, deve apresentar às Concessionárias uma proposta de programa e orçamento de trabalho para a avaliação da Descoberta. Dentro de trinta (30) dias após essa apresentação ou antes, se for necessário para atender a algum prazo aplicável nos termos da legislação de Petróleo aplicável do CCPP, o Comité Operacional deve reunir-se para considerar, modificar e, em seguida, aprovar ou rejeitar o programa e orçamento de trabalho para a avaliação. Se o Comité Operacional aprovar o programa e orçamento de trabalho para a avaliação, o Operador deve tomar providências necessárias nos termos do CCPP e da legislação aplicável para obter a aprovação do Governo para o programa e orçamento de trabalho de avaliação. Caso o Governo exija mudanças no programa e orçamento de trabalho de avaliação, a questão deve ser representada ao Comité Operacional para considerações adicionais.

D. O programa e orçamento de trabalho acordado nos termos do presente Artigo deve incluir pelo menos a parte do compromisso de trabalho que tem de ser realizada durante o ano civil em questão nos termos da legislação de Petróleo aplicável e do CCPP. Se nos períodos prescritos no presente Artigo 7.1 o Comité Operacional não conseguir chegar a um acordo sobre um programa e orçamento de trabalho de Pesquisa, a proposta com capacidade de cumprir o compromisso de trabalho para o ano civil em questão e que receba o voto do maior Interesse Participativo (mesmo que seja inferior à percentagem determinada no Artigo 6.9) será considerada adoptada como parte do programa e orçamento de trabalho anual. Se propostas concorrentes receberem votos iguais, o Operador escolherá entre elas. Todos os aspectos de um programa e orçamento de trabalho adoptado segundo o presente Artigo 7.1 (D) em vez do Artigo 7.9 deverão conter apenas as operações para a Conta Conjunta que forem necessárias para manter o Contrato em pleno vigor e efeito, incluindo as operações necessárias para cumprir o compromisso de trabalho de Pesquisa necessário para o ano civil em questão.

E. Qualquer programa e orçamento de trabalho aprovado pode ser revisto pelo Comité Operacional de tempos em tempos. O programa e orçamento de trabalho será alterado de acordo com as revisões que forem aprovadas pelo Comité Operacional. O Operador preparará e apresentará uma alteração correspondente ao programa e orçamento de trabalho ao Governo caso esteja estipulado no CCPP.

F. Sem prejuízo do Artigo 7. Al.8, a aprovação de qualquer programa e orçamento de trabalho deve incluir:

1) Um Poço de Pesquisa por perfuração, Aprofundamento ou Desvio Lateral, deve incluir a aprovação de todas as despesas necessárias para a perfuração, o Aprofundamento, o Desvio Lateral e a Completação, conforme for o caso, bem como, sujeito à aprovação do Comité Operacional, para o Teste e a Completação de um Poço de Pesquisa.

2) Um Poço de Avaliação, por perfuração, Aprofundamento ou Desvio Lateral, deve incluir a aprovação de todas as despesas necessárias para a perfuração, o Aprofundamento, o Desvio Lateral e a Completação, conforme for o caso, bem como, sujeito à aprovação do Comité Operacional, para o Teste e a Completação do Poço de Avaliação.

G. Qualquer Concessionária que queira propor uma tentativa de Completação, ou uma tentativa alternativa de Completação, deve fazê-lo no período previsto no Artigo 6°.12 (A) (1) mediante a notificação de todas as demais Concessionárias. Todas as propostas dessa natureza deverão incluir uma AdD para os respectivos custos de Completação.

7.2 Desenvolvimento

A. Caso o Comité Operacional determine que uma Descoberta pode ser uma Descoberta Comercial, o Operador, logo que possível, deve apresentar às Concessionárias um Plano de Desenvolvimento juntamente com o primeiro programa e orçamento de trabalho anual (ou um programa e orçamento de trabalho plurianual segundo o Artigo 7.5) e os programas e orçamentos de trabalho provisórios para o restante desenvolvimento da Descoberta, que deverão conter, entre outros aspectos:

1) Detalhes sobre as Operações Petrolíferas propostas, o pessoal necessário e os custos e despesas a serem incorridos, incluindo o respectivo cronograma, por ano civil;

2) Uma data estimada para o início da Produção;

3) Um traçado da Área de Desenvolvimento e Produção; e
4) Quaisquer outras informações solicitadas pelo Comité Operacional.

B. Após a recepção do Plano de Desenvolvimento e antes do vencimento de qualquer prazo aplicável nos termos da legislação de Petróleo aplicável e do CCPP, o Comité Operacional deve reunir-se para considerar, modificar e, em seguida, aprovar ou rejeitar o Plano de Desenvolvimento e o primeiro programa e orçamento de trabalho anual para o Desenvolvimento de uma Descoberta, conforme apresentados pelo Operador. Caso o Comité Operacional determine que a Descoberta é uma Descoberta Comercial e aprove o respectivo Plano de Desenvolvimento, o Operador, logo que possível, deve apresentar a notificação de Descoberta Comercial eventualmente prevista nos termos do CCPP e legislação aplicável e tomará as outras providências necessárias nos termos do CCPP para obter a aprovação do Plano de Desenvolvimento pelo Governo. Caso o Governo exija mudanças no Plano de Desenvolvimento, a questão será reapresentada ao Comité Operacional para considerações adicionais.

C. Se o Plano de Desenvolvimento for aprovado pelo Governo, as Operações Petrolíferas, como exigido pelo plano, será incorporado aos programas e orçamentos de trabalho anuais e fará parte destes, e o Operador, na data ou antes de 1 de Setembro de cada ano apresentará um programa e orçamento de trabalho para a Área de Desenvolvimento e Produção, para o ano civil seguinte. Sem prejuízo do Artigo 7.5, dentro de trinta (30) dias após essa apresentação, o Comité Operacional esforçar-se-á para chegar a um acordo sobre o programa e orçamento de trabalho, incluindo quaisquer revisões necessárias ou apropriadas ao programa e orçamento de trabalho para o Plano de Desenvolvimento aprovado pelo Governo.

7.3 Produção

Na data ou antes de 1 de Setembro de cada ano, o Operador deve apresentar às Concessionárias uma proposta de programa e orçamento de trabalho de Produção com detalhes sobre as Operações Petrolíferas Conjuntas a serem realizadas ao abrigo de um Plano de Desenvolvimento aprovado na Área de Desenvolvimento e Produção, bem como o cronograma de produção previsto para o ano civil seguinte. Dentro de trinta (30) dias após essa apresentação, o Comité Operacional deve chegar a um acordo sobre um programa e orçamento de trabalho de Produção. Se isso não ocorrer, as disposições do Artigo 7.1 (D) serão aplicadas *mutatis mutandis*.

7.4 Discriminação dos Gastos

A. Durante a elaboração das propostas de programas e orçamentos de trabalho e Planos de Desenvolvimento contemplados no presente Artigo, o Operador deve consultar o Comité Operacional ou os respectivos subcomités a respeito do seu teor.

B. Cada programa e orçamento de trabalho e Plano de Desenvolvimento apresentado pelo Operador deve conter uma estimativa discriminada dos custos das respectivas Operações Petrolíferas Conjuntas e de todos os demais custos a serem incorridos para a Conta Conjunta correspondente durante o ano civil em questão e deve, entre outros aspectos:

1) Identificar cada categoria de trabalho em detalhes suficientes para permitir a pronta identificação da natureza, abrangência e duração da actividade em questão;
2) Incluir uma quantidade razoável de informações sobre os procedimentos de distribuição do Operador e as estimativas de custo da mão-de-obra, conforme o Comité Operacional determinar;
3) Atender aos requisitos do CCPP;
4) Indicar as rubricas que estarão sujeitas à aprovação da AdD;
5) Indicar as rubricas que o Operador não considera um custo recuperável em conformidade com a legislação aplicável e o CCPP.

C. O programa e orçamento de trabalho deve designar a parte ou partes da Área do Contrato de Concessão onde devem ser conduzidas as Operações Petrolíferas Conjuntas discriminadas nesse programa e orçamento de trabalho e especificará o tipo e a extensão de tais operações com o nível de detalhe que o Comité Operacional considerar apropriado.

7.5 Programa e Orçamento de Trabalho Plurianual

Qualquer trabalho que não possa ser concluído com eficiência num mesmo ano civil poderá ser proposto num programa e orçamento de trabalho plurianual. Com a aprovação pelo Comité Operacional, tal programa e orçamento de trabalho plurianual deverá estar sujeito

apenas às revisões aprovadas posteriormente pelo Comité Operacional: (i) continuar em vigor entre as Concessionárias (e a estimativa de custo associado será uma obrigação proporcional vinculativa de cada Concessionária) até à conclusão do trabalho; e (ii) reflectir-se em cada programa e orçamento de trabalho anual. Se o CCPP determinar que os programas e orçamentos de trabalho sejam apresentados para a aprovação do Governo, o programa e orçamento de trabalho plurianual deve ser apresentado ao Governo numa solicitação única para uma aprovação plurianual ou como parte do processo anual de aprovação, nos termos do CCPP.

7.6 Adjudicação de Contratos

A. Sem prejuízo da legislação aplicável e o CCPP, o Operador adjudicará o contrato à empresa mais qualificada, com base no custo e na capacidade de executar o contrato. O Operador pode atribuir contratos sem informar ou procurar a aprovação do Comité Operacional, excepto contratos com Empresas Afiliadas do Operador ou contratos em valores superiores a quinhentos mil dólares dos EUA (US$ 500 000), em cujos casos o Operador deverá obter a aprovação do Comité Operacional antes de celebrá-los.

B . Aquisição

1) A aquisição de bens e serviços deverá ser realizada regra geral via concursos público.

2) Na apreciação das propostas serão considerados a qualidade do serviço, o preço, o prazo de entrega e as garantias oferecidas.

3) O Operador, nos termos da legislação aplicável, dará preferência à compra de bens e serviços Moçambicanos.

4) Em todos os contratos de um valor total que excede a menor valor entre quarenta milhões de meticais ou a valor equivalente em USD dólares norte americanos, o Operador cumprirá os procedimentos aplicáveis na legislação aplicável

i. fornecer cada Concessionária uma lista de entidades as quais o Operador pretende solicitar para o concurso de contrato relevante;

ii. adicionar a lista qualquer entidade o qual a Concessionária razoavelmente requerer adicionada no prazo de catorze (14) Dias após a recepção da lista relevante;

iii. preparar e enviar os documentos de concurso para as entidades na lista acima mencionada, bem como para cada uma das Concessionárias;

iv. a partir do fim do período permitido para o concurso, considerar e analisar os detalhes de todas propostas recebidas;

v. preparar e circular para cada Concessionária uma análise competitiva das propostas, que indique a recomendação do Operador sobre a entidade para qual o contrato será atribuído e as razões relevantes, bem como os termos técnicos, comerciais e contratuais a serem acordados;

vi. obter a aprovação do Comité Operacional para a proposta recomendada; e

vii. mediante a solicitação de uma Concessionária, fornecer a esta uma cópia da versão final do contrato.

7.7 Procedimento de Autorização de Despesas ("AdD")

A. Antes de incorrer em qualquer compromisso ou incorrer qualquer despesa para a Conta Conjunta, que se estimem em:

1) seja superior a um milhão de dólares norte americanos (US$ 1 000 000) num programa e orçamento de trabalho de pesquisa ou avaliação;

2) seja superior a três milhões de dólares norte americanos (US$ 3 000 000) num programa e orçamento de trabalho de desenvolvimento; e

3) seja superior a três milhões de dólares norte americanos (US$ 3 000 000) num programa e orçamento de trabalho de Produção.

O Operador deve enviar a cada Concessionária uma AdD nos termos previstos no Artigo 7.7 (C). Não obstante o disposto acima, o Operador não será obrigado a apresentar uma AdD às Concessionárias no tocante a qualquer compromisso de trabalho, retrabalhos de Poços e despesas gerais e administrativas relacionadas com rubricas distintas num programa e orçamento de trabalho aprovado.

B. Antes de realizar quaisquer despesas ou assumir quaisquer compromissos relacionados com trabalhos sujeitos ao procedimento de AdD previsto no Artigo 7.7 (A), o Operador deve obter a aprovação do Comité Operacional para uma AdD para fins de controlo técnico

e de custos. Uma Concessionária pode lançar um voto de desaprovação de uma AdD emitida na execução de um programa e orçamento de trabalho aprovado apenas quando: (i) parte ou a totalidade das despesas descritas na AdD ultrapassou as rubricas do programa e orçamento de trabalho aprovado num valor superior ao permitido nos termos do Artigo 7.8; (ii) os termos propostos de qualquer contrato com terceiros descrito na AdD não estão próximos aos termos justos do mercado; ou (iii) no parecer da Concessionária em boa-fé, quaisquer especificações técnicas relevantes do AdD, que não constem do programa e orçamento de trabalho aprovado, são imprudentes ou não são apoiados pelos dados conhecidos sobre as formações a serem perfuradas. O voto de uma Concessionária deve ser considerado um voto de aprovação da AdD salvo se a Concessionária especificamente descrever um ou mais dos três motivos relacionados acima como base do seu voto de desaprovação. Se o Comité Operacional aprovar uma AdD para as Operações Petrolíferas Conjuntas no prazo previsto no Artigo 6.12 (A),o Operador ficará autorizado a conduzir as Operações Petrolíferas Conjuntas nos termos do presente Acordo. Se o Comité Operacional não aprovar uma AdD para as Operações Petrolíferas Conjuntas no prazo previsto, as actividades deverão ser consideradas rejeitadas. O Operador deve notificar imediatamente as Concessionárias em caso de rejeição das actividades e, sem prejuízo do Artigo 8, qualquer Concessionária pode posteriormente propor-se a conduzir as actividades como uma Operação Petrolífera Exclusiva nos termos do Artigo 8. Quando uma Operação Petrolífera Conjunta é rejeitada segundo o presente Artigo.7 (B) ou uma actividade é aprovada para montantes diferentes dos previstos nas respectivas rubricas do programa e orçamento de trabalho aprovado, este deve ser considerado correspondentemente revisto.

Cada AdD proposta pela Operador deve:

1) identificar as Operações Petrolíferas com uma referência específica às respectivas rubricas do programa e orçamento de trabalho;
2) descrever o trabalho em detalhe;
3) conter a melhor estimativa do Operador para o total de fundos necessários para realizar o trabalho;
4) delinear o cronograma de trabalho proposto;
5) apresentar um cronograma de despesas, caso se conheça; e
6) estar acompanhada de outras informações de apoio que forem necessárias para a tomada de uma decisão informada.

7.8 Despesas em Excesso aos Programas e Orçamentos de Trabalho

A. No tocante a despesa no âmbito de qualquer rubrica de um programa e orçamento de trabalho aprovado, o Operador tem o direito de incorrer, sem a aprovação adicional do Comité Operacional, um excesso de despesas, no âmbito da rubrica, de até dez por cento (10%) do valor autorizado para a rubrica; contanto que o total acumulado de todas as despesas excedentes num ano civil não ultrapasse cinco por cento (5%) do total do programa e orçamento de trabalho anual em questão.

B. Na ocasião em que o Operador projectar de uma forma razoável que os limites do Artigo 7.8 (A) serão ultrapassados, o Operador deve apresentar para a aprovação do Comité Operacional uma AdD suplementar para as despesas estimadas, com uma quantidade razoável de detalhes sobre tais despesas excedentes. O programa e orçamento de trabalho será revisto correspondentemente, e as despesas excedentes permitidos ao abrigo do Artigo 7.8 (A) e deve basear-se no programa e orçamento de trabalho revisto. Quando efectivamente incorridos, o Operador deve notificar imediata sobre os valores das despesas excedentes

C. As restrições constantes do presente Artigo não afectarão os direitos do Operador de realizar despesas nos casos de questões e medidas operacionais urgentes, conforme previstas no Artigo 14.5, sem a aprovação do Comité Operacional. Em caso de emergência, o Operador pode realizar despesas imediatas, incorrer em responsabilidades e/ou tomar as providências que considerar necessárias para a protecção da vida, da segurança, do meio ambiente e da propriedade. Logo que possível, o Operador deve apresentar revisões orçamentais eventualmente necessárias ao Comité Operacional para aprovação e incorporação ao respectivo Programa e Orçamento de Trabalho.

D. Sem prejuízo das disposições do presente Artigo 7,o Operador pode, em qualquer ano civil, realizar despesas ou incorrer responsabilidades em nome das Concessionárias no âmbito das Operações Petrolíferas Conjuntas, no que toca a rubricas não orçadas que no total não ultrapassem o equivalente a duzentos e cinquenta mil dólares norte americanos (US$ 250 000), contanto que tais rubricas não tenham sido rejeitadas pelo Comité Operacional. O Operador deve, logo que possível, informar as Partes sobre tais despesas, sendo que o valor total pode, com o consentimento do Comité Operacional, ser reintegrado como parte do respectivo Programa e Orçamento de Trabalho.

Artigo 8
Operações Petrolíferas Exclusivas

8.1 Limitação da Aplicabilidade

A. Nenhuma Operação Petrolífera poderá ser conduzida na execução do CCPP, salvo as Operações Petrolíferas Conjuntas previstas no Artigo 7 ou as Operações Petrolíferas Exclusivas previstas no presente Artigo. Nenhuma Operação Petrolífera Exclusiva deve ser conduzida (que não a ligação das Infraestrutura de uma Operação Petrolífera Exclusiva com as Infraestruturas de Produção existentes segundo o Artigo 8.10) se estiver em conflito com uma Operação Petrolífera Conjunta ou Operação Petrolífera Exclusiva aprovadas anteriormente. Salvo as Operações Petrolíferas Exclusivas relacionadas com operações geofísicas adicionais ao trabalho necessário para cumprir o compromisso de trabalhos de Pesquisa durante qualquer subperíodo de Pesquisa em particular nos termos do CCPP, e ao Aprofundamento, Teste, Completação, Desvio Lateral, Retrovedação, Recompletações ou Retrabalho de um Poço perfurado originalmente para cumprir as obrigações de trabalhos de Pesquisa de todos de subperíodos de Pesquisa, nenhuma Operação Petrolífera Exclusiva pode ser proposta ou conduzida até que sejam cumpridas as obrigações mínimas de trabalho.

B. As operações necessárias para cumprir o compromisso de trabalhos de Pesquisa durante qualquer subperíodo de Pesquisa em particular devem ser propostas e conduzidas como Operações Petrolíferas Conjuntas em conformidade com o Artigo 7, e não podem ser propostas e realizadas como Operações Petrolíferas Exclusivas nos termos do presente Artigo.

C. Nenhuma Concessionária pode propor ou conduzir uma Operação Petrolífera Exclusiva nos termos do presente Artigo a menos e até que tenha devidamente exercido o seu direito de propor uma Operação Petrolífera Exclusiva ao abrigo do Artigo 7.13, ou tenha o direito de conduzir uma Operação Petrolífera Exclusiva ao abrigo do Artigo 11.

D. Qualquer Operação Petrolífera que possa ser proposta e conduzida como uma Operação Petrolífera Conjunta, que não as Operações Petrolíferas previstas no Plano de Desenvolvimento aprovado, pode ser proposta e conduzida como uma Operação Petrolífera Exclusiva, sem prejuízo dos termos do presente Artigo. Para que possa ser proposta como uma Operação Petrolífera Exclusiva, qualquer operação deve ser inicialmente proposta como uma Operação Petrolífera Conjunta. Para não haver dúvidas, as Operações Petrolíferas abaixo podem, sem prejuízo da legislação de Petróleo aplicável, do CCPP e das disposições do presente Acordo, serem realizadas como Operações Petrolíferas Exclusivas. Entre tais Operações Petrolíferas poderão figurar, entre outras:

- Perfuração e/ou Teste de Poços de Pesquisa e Poços de Avaliação;
- Completação de Poços de Pesquisa e Poços de Avaliação ainda não completados para a produção de Petróleo;
- Aprofundamento, Desvio Lateral, Retrovedação e/ou Recompletação de Poços de Pesquisa e Poços de Avaliação;
- Desenvolvimento de uma Descoberta Comercial em conformidade com o Plano de Desenvolvimento apresentado segundo o CCPP; e
- Operações sísmicas ou de natureza geológica ou geofísica.

C. Para não haver dúvidas, nenhuma Operação Petrolífera Exclusiva pode ser conduzida numa Zona onde tenham ocorrido testes de Produção ou a Produção de Petróleo, que não seja o Desenvolvimento de uma Descoberta por uma ou mais Concessionárias Consentidoras.

8.2 Procedimento para a Proposta de Operações Petrolíferas Exclusivas

A. Sem prejuízo do Artigo 8.1, se alguma Concessionária se propuser a conduzir uma Operação Petrolífera Exclusiva, tal Concessionária deve enviar uma notificação sobre a operação proposta a todas as Concessionárias, salvo as Concessionárias Não Consentidoras que tenham renunciado aos seus direitos de participar de tais actividades ao abrigo dos Artigos 8.4 (B) ou 8.4 (F) e não tenham a opção de restaurar tais direitos nos termos do Artigo 8.4 (C). A notificação deve especificar que tal Operação Petrolífera é proposta como uma Operação Petrolífera Exclusiva e incluir o trabalho a ser realizado, o local, os objectivos e o seu custo estimado.

B. Qualquer Concessionária que tenha o direito de receber tal notificação estará qualificada para participar da Operação Petrolífera proposta.

1) Nos casos de propostas para Aprofundar, Testar, Completar, Desviar Lateralmente, Retrovedar, Recompletar ou Retrabalhar envolvendo a utilização de uma sonda de perfuração já em posição na Área do Contrato de Concessão, qualquer Concessionária que queira exercer tal direito deve notificar a Concessionária proponente e o Operador no prazo de vinte e quatro (24) horas após a recepção da notificação da proposta da Operação Petrolífera Exclusiva.

2) Nos casos de propostas para desenvolver uma Descoberta, qualquer Concessionária que queira exercer tal direito deve notificar o Operador e a Concessionária proponente do desenvolvimento no prazo de sessenta (60) dias após a recepção da notificação com a proposta da Operação Petrolífera Exclusiva.

3) Para todas as demais propostas, a Concessionária que queira exercer tal direito deve notificar a Concessionária proponente e o Operador no prazo de dez (10) dias após a recepção da notificação com a proposta da Operação Petrolífera Exclusiva.

C. Caso uma Concessionária à qual uma notificação de proposta tenha sido enviada não responder devidamente no período acima especificado, entender-se-á que a Concessionária optou por não participar das actividades propostas.

D. Se todas as Concessionárias exercerem devidamente os seus direitos de participar, a operação proposta será conduzida como uma Operação Petrolífera Conjunta. O Operador deve iniciar tal Operação Petrolífera Conjunta logo que possível e conduzi-la-á com a devida diligência.

E. Se nem todas as Concessionárias com o direito de receber tal notificação de proposta exercerem devidamente os seus direitos de participar:

1) a Concessionária proponente da Operação Petrolífera Exclusiva, juntamente com quaisquer outras Concessionárias Consentidoras, tem o direito exercível durante o respectivo período de notificação, conforme estabelecido no Artigo 8.2 (B), de instruir o Operador (sem prejuízo do Artigo 8.12 (F)) para conduzir a Operação Petrolífera Exclusiva.

2) Se a Operação Petrolífera Exclusiva for conduzida, as Concessionárias Consentidoras terão um Interesse Participativo nesta, cujo numerador é o Interesse Participativo da Concessionária Consentidora, conforme estabelecido no CCPP, e cujo denominador é o agregado dos Interesses Participativos das Concessionárias Consentidoras, ou conforme as Concessionárias Consentidoras acordarem, sujeito à aprovação do Governo.

3) Se tal Operação Petrolífera Exclusiva não se iniciar dentro de cento e oitenta (180) dias (excluindo-se qualquer prorrogação especificamente acordada entre todas as Concessionárias ou permitida nos termos das disposições de Força Maior do Artigo 16) após a data da instrução dada o Operador ao abrigo do Artigo 8.2 (E) (1), o direito de conduzir tal Operação Petrolífera Exclusiva extinguem-se. Se qualquer Concessionária ainda quiser conduzir tal Operação Petrolífera Exclusiva, deve ser reapresentada uma notificação de proposta de tal operação às Concessionárias em conformidade com o Artigo 6, como se nenhuma proposta de realização de uma Operação Petrolífera Exclusiva tivesse sido feita anteriormente.

8.3 Responsabilidade pelas Operações Petrolíferas Exclusivas

A. As Concessionárias Consentidoras devem arcar, em conformidade com os Interesses Participativos acordados nos termos do Artigo 8.2 (E), com a totalidade do custo e responsabilidades incorridos na condução de uma Operação Petrolífera Exclusiva e manter indemnizações as Concessionárias Não Consentidoras contra todos e quaisquer custos e

responsabilidades incorridos no decurso de tal Operação Petrolífera Exclusiva (incluindo Perda Consequente e Perda Ambiental) e manter a Área do Contrato de Concessão livre e desonerada de qualquer tipo de penhor e compromisso criados por ou decorrentes de tal Operação Petrolífera Exclusiva.

B. Não obstante o disposto no Artigo 8.3 (A), cada Concessionária deve continuar a arcar, proporcionalmente ao seu Interesse Participativo, com a parcela do custo e responsabilidades respeitantes às Operações Petrolíferas das quais participou, incluindo de obturação e abandono do Poços e cessação do Operações Petrolíferas e Desmobilização das Infraestruturas, mas apenas na medida em que esses custos não tenham sido aumentados pela Operação Petrolífera Exclusiva.

8.4 Consequências das Operações Petrolíferas Exclusivas

A. No tocante a qualquer Operação Petrolífera Exclusiva, durante todo o período em que uma Concessionária Não Consentidora tiver a opção, no termos do Artigo 8.4 (C), de restaurar os direitos renunciados nos termos do Artigo 8.4 (B), tal Concessionária Não Consentidora tem o direito de acesso, juntamente com as Concessionárias Consentidoras, a todos os dados e outras informações relacionadas com tal Operação Petrolífera Exclusiva, que não os dados obtidos numa Operação Petrolífera Exclusiva com o objectivo de adquirir Dados G & G. Se a Concessionária Não Consentidora quiser receber e adquirir o direito de utilizar tais Dados G & G, tem esse direito mediante o pagamento de uma parcela às Concessionárias Consentidoras, na proporção do seu Interesse Participativo, conforme estipulado no CCPP do custo incorrido na obtenção dos Dados G & G.

B. Sem prejuízo do Artigo 8.4 (C) e dos Artigos 86 (E) e 8.8, deve considerar-se que a Concessionária Não Consentidora renunciou a favor das Concessionárias Consentidoras e que as Concessionárias Consentidoras são titulares, na proporção dos seus respectivos Interesses Participativos de qualquer Operação Petrolífera Exclusiva:

1) a totalidade do direito de cada Concessionária Não Consentidora, de participar de outras operações no Poço ou na porção Aprofundada ou Desviada Lateralmente de um Poço no qual a Operação Petrolífera Exclusiva tenha sido conduzida e de qualquer Descoberta feita ou avaliada no decorrer de tal Operação Petrolífera Exclusiva; e

2) a totalidade do direito de cada Concessionária Não Consentidora, nos termos do CCPP, de retirar e dispor do Petróleo Produzido:

A) no Poço ou na porção Aprofundada ou Desviada Lateralmente de um Poço no qual a Operação Petrolífera Exclusiva tenha sido conduzida; e

B) em quaisquer Poços perfurados para avaliar ou desenvolver uma Descoberta feita ou avaliada no decorrer da Operação Petrolífera Exclusiva.

C. A Concessionária Não Consentidora tem apenas as seguintes opções para restaurar os direitos renunciados nos termos do Artigo 8.4 (B):

1) Se as Concessionárias Consentidoras decidirem avaliar uma Descoberta feita no decorrer de uma Operação Petrolífera Exclusiva, devem apresentar a cada Concessionária Não Consentidora o Programa de Avaliação aprovado. Por um período de trinta (30) dias (ou quarenta e oito (48) horas nos casos de questões operacionais urgentes) a contar da recepção do Programa de Avaliação, cada Concessionária Não Consentidora terá a opção de restaurar os direitos renunciados nos termos do Artigo 8.4 (B) e de participar do Programa de Avaliação. A Concessionária Não Consentidora pode exercer tal opção mediante notificação ao Operador no período acima especificado, de que concorda em arcar com a parcela, na proporção do seu Interesse Participativo, da despesa e da responsabilidade do Programa de Avaliação, e em pagar os valores estabelecidos nos Artigos 8.5 (A) e 8.5 (B).

2) Se as Concessionárias Consentidoras decidirem desenvolver uma Descoberta feita ou avaliada no decorrer de uma Operação Petrolífera Exclusiva, devem apresentar às Concessionárias Não Consentidoras um Plano de Desenvolvimento substancialmente na forma que pretendem apresentar ao Governo nos termos do CCPP. Por um período de sessenta (60) dias a contar da recepção do Plano de Desenvolvimento ou por um período inferior que seja prescrito pelo CCPP, cada Concessionária Não Consentidora terá a opção de restaurar os direitos renunciados nos termos do Artigo 8.4 (B) e de participar do Plano de Desenvolvimento. A Concessionária Não Consentidora pode exercer tal opção mediante

notificação ao Operador no período especificado acima, de que concorda em arcar com a parcela, na proporção do seu Interesse Participativo, da responsabilidade e despesas do Plano de Desenvolvimento e dos custos operacionais e de produção no futuro, e em pagar os valores estabelecidos nos Artigos 8.5 (A) e 8.5 (B).

3) Se as Concessionárias Consentidoras decidirem Aprofundar, Completar, Desviar Lateralmente, Retrovedar ou Recompletar um Poço perfurado como parte da Operação Petrolífera Exclusiva, e tal operação adicional não tiver sido incluída na respectiva proposta original, devem apresentar às Concessionárias Não Consentidoras a AdD aprovada para tais actividades adicionais. Por trinta (30) dias (ou quarenta e oito (48) horas nos casos de questões operacionais urgentes) a contar da recepção da AdD, cada Concessionária Não Consentidora tem a opção de restaurar os direitos renunciados nos termos do Artigo 8.4 (B) e de participar da operação. A Concessionária Não Consentidora pode exercer tal opção mediante notificação ao Operador no período especificado acima, de que concorda em arcar com a parcela, na proporção do seu Interesse Participativo, da responsabilidade e das despesas da operação adicional, e em pagar os valores estabelecidos nos Artigos 8.5 (A) e.5 (B).

D. Uma Concessionária Não Consentidora não tem o direito de restaurar os seus direitos em nenhum outro momento e em nenhum outro tipo de operação, salvo como disposto no presente Acordo.

E. Se a Concessionária Não Consentidora não exercer a sua opção devida e oportunamente nos termos do Artigo 4 (C), incluindo o pagamento de todos os valores devidos em conformidade com os Artigos 8.5 (A) e 8.5 (B), terá renunciado às opções previstas no Artigo 8.4 (C) e ao direito de participar do programa proposto, salvo quando tal programa, plano ou operação seja substancialmente modificado ou ampliado (em cujo caso uma nova notificação e opção serão dadas à Concessionária Não Consentidora nos termos do Artigo 8.4 (C)).

F. A Concessionária Não Consentidora que exercer a sua opção nos termos do Artigo 8.4 (C) deve notificar as demais Concessionárias de que concorda em arcar com a sua parcela do passivo e da despesa da operação adicional e em reembolsar os valores estabelecidos nos Artigos 8.5 (A) e 8.5 (B), os quais não tenha pago anteriormente. Em nenhuma circunstância será considerado que a Concessionária Não Consentidora tenha direito a quaisquer valores pagos segundo os Artigos 8.5 (A) e 8.5 (B), respeitantes a tais Operações Petrolíferas Exclusivas. O Interesse Participativo da Concessionária Não Consentidora em tal Operação Petrolífera Exclusiva será o Interesse Participativo estipulado no CCPP. As Concessionárias Consentidoras devem contribuir para o Interesse Participativo da Concessionária Não Consentidora na proporção do Interesse Participativo adicional recebido por cada uma delas nos termos do Artigo 8°.2 (E). Se todas as Concessionárias participarem da operação proposta, esta será conduzida como uma Operação Petrolífera Conjunta ao abrigo do Artigo 6.

G. Se, após findo o período em que uma Concessionária Não Consentidora poder exercer a sua opção de participar de um Plano de Desenvolvimento, as Concessionárias Consentidoras quiserem proceder, o Operador deve notificar o Governo nos termos da legislação aplicável e do CCPP, solicitando uma reunião para informar o Governo de que, no parecer das Concessionárias Consentidoras, uma determinada Descoberta é uma Descoberta Comercial. Após tal reunião, o Operador do referido Desenvolvimento deve preparar e submeter um Plano de Desenvolvimento relevante para tal Desenvolvimento e tal Área de Desenvolvimento e Produção. A menos que o Plano de Desenvolvimento seja substancialmente modificado ou ampliado antes do início das Operações Petrolíferas Exclusivas nos respectivos termos (em cujo caso uma nova notificação e opção serão dadas às Concessionárias Não Consentidoras nos termos do Artigo 8.4 (C)), cada Concessionária Não Consentidora relativamente a tal Plano de Desenvolvimento será considerado que:

1) por não solicitar uma aprovação do Plano de Desenvolvimento, abrangendo tal Desenvolvimento, e renunciado a todo o interesse em tal Desenvolvimento, ou; e

2)

A) renunciado a todo o interesse económico na Área de Desenvolvimento e Produção do tal Desenvolvimento; e

B) assumido um dever de exercer o seu interesse legal em tal Área de Desenvolvimento e Produção para o benefício das Concessionárias Consentidoras.

Em qualquer dos casos, deve considerar-se que tal Concessionária Não Consentidora desistiu do presente Acordo no que respeita a tal Desenvolvimento, mesmo se o Plano de Desenvolvimento for modificado ou ampliado após o início das Operações Petrolíferas segundo tal Plano de Desenvolvimento, e, ademais, que renunciou a qualquer direito de participar da construção e titularidade das Infraestruturas fora de Área de Desenvolvimento e Produção, as quais tenham sido projectadas unicamente para a utilização de tal Desenvolvimento.

8.5 Prémio para Participar das Operações Petrolíferas Exclusivas

A. Cada Concessionária Não Consentidora deve pagar, no prazo de quinze (15) dias a contar do exercício da sua opção nos termos do Artigo 8.4 (C), em fundos imediatamente disponíveis às Concessionárias Consentidoras, na proporção dos seus respectivos Interesses Participativos nas Operações Petrolíferas Exclusivas, uma soma global na moeda designada pelas Concessionárias Consentidoras. A soma global será igual à parcela, proporcionalmente ao Interesse Participativo da Concessionária Não Consentidora, de todas os responsabilidades e despesas incorridos em todas as Operações Petrolíferas Exclusivas relacionadas com a Descoberta (ou o Poço perfurado como parte de um Operação Petrolífera Exclusiva, conforme for o caso) relativamente à qual a Concessionária Não Consentidora quer restaurar os direitos renunciados nos termos do Artigo 8.4 (B), e que não tenham sido pagos anteriormente pela Concessionária Não Consentidora.

B. Para além do pagamento previsto nos termos do Artigo 8.5 (A), cada Concessionária Não Consentidora deve ser responsável, imediatamente após o exercício da sua opção nos termos do Artigo 8.4 (C), por reembolsar às Concessionárias Consentidoras que correram o risco de tais Operações Petrolíferas Exclusivas (na proporção dos seus respectivos Interesses Participativos) um valor equivalente ao total de:

1) Quinhentos por cento (500%) da parcela, proporcionalmente ao Interesse Participativo da Concessionária Não Consentidora, de todas as responsabilidades e despesas incorridos em qualquer Operação Petrolífera Exclusiva relacionada com a obtenção da parte dos Dados G & G pertinente à Descoberta, e que não tenham sido pagos anteriormente pela Concessionária Não Consentidora; mais

2) Mil por cento (1000%) da parcela, proporcionalmente ao Interesse Participativo da Concessionária Não Consentidora, de todas as responsabilidades e despesas incorridos em qualquer Operação Petrolífera Exclusiva relacionada com a perfuração, Aprofundamento, Teste, Completação, Desvio Lateral, Retrovedação, Recompletação e Retrabalho do Poço de Pesquisa responsável pela Descoberta relativamente à qual a Concessionária Não Consentidora quer restaurar os direitos renunciados nos termos do Artigo 8.4(B), e que não tenham sido pagos anteriormente pela Concessionária Não Consentidora; mais

3) Mil por cento (1000%) da parcela, proporcionalmente ao Interesse Participativo da Concessionária Não Consentidora, de todas as responsabilidades e despesas incorridos em qualquer Operação Petrolífera Exclusiva relacionada com a perfuração, Aprofundamento, Teste, Completação, Desvio Lateral, Retrovedação, Recompletação e Retrabalho do (s) Poço (s) de Avaliação que delinearam a Descoberta, relativamente à qual a Concessionária Não Consentidora quer restaurar os direitos renunciados nos termos do Artigo 8.4 (B), e que não tenham sido pagos anteriormente pela Concessionária Não Consentidora.

C. Cada Concessionária Não Consentidora responsável pelos valores previstos no Artigo 8.5 (B) deve, no prazo de quinze (15) dias a contar do exercício da sua opção nos termos do Artigo 8.4 (C), pagar, em fundos imediatamente disponíveis, o total do valor por ela devido às Concessionárias Consentidoras nos termos do Artigo 8.5 (B), na moeda designada por estas.

D. A Concessionária Não Consentidora que exercer a sua opção nos termos do Artigo 8.4 (C) tem, em conformidade com o Artigo 20, o direito à totalidade do Petróleo de Custo derivado dos reembolsos feitos nos termos do Artigo 8.5 (A). Tal Concessionária Não Consentidora não tem o direito ao Petróleo de Custo associado aos pagamentos feitos nos termos do Artigo 8.5 (B), salvo quando estipulado em contrário na legislação aplicável ou no CCPP. Cada Concessionária Consentidora tem o direito de se recusar a aceitar a

totalidade ou parte da sua parcela dos valores pagos nos termos dos Artigos 8.5 (A) e 8.5 (B). Nesse caso, o valor recusado deve ser distribuído proporcionalmente a cada Concessionária Consentidora não recusante.

8.6 Ordem de Preferência das Operações

A. Salvo quando disposto em contrário no presente Acordo, se alguma Concessionária se quiser propor a conduzir uma Operação Petrolífera que entre em conflito com uma proposta existente de Operação Petrolífera Exclusiva, tal Concessionária tem o direito, exercível por cinco (5) dias (ou vinte e quatro (24) horas no casos de propostas que envolvam a utilização de uma sonda de perfuração já em posição na Área do Contrato de Concessão) a contar da recepção da proposta de Operação Petrolífera Exclusiva, de apresentar a sua proposta alternativa a todas as Concessionárias com direito de participar das Operações Petrolíferas propostas. A proposta alternativa deve conter as informações necessárias nos termos do Artigo 8.2 (A

B. Cada Concessionária que receber as propostas deve optar, mediante notificação ao Operador e às Concessionárias proponentes, no prazo previsto para a resposta no Artigo 8.2 (B), por participar numa das propostas concorrentes. Considera-se como tendo votado contra as propostas qualquer Concessionária que não notifique o Operador e as Concessionárias proponentes dentro do período de resposta

C. A proposta que receber o voto do maior Interesse Participativo agregado tem prioridade sobre todas as demais propostas concorrentes. No caso de empate, o Operador deve escolher dentre as propostas que receberem o voto do maior Interesse Participativo agregado. O Operador deve realizar, no prazo de cinco (5) dias (ou vinte e quatro (24) horas nos casos de questões operacionais urgentes), a notificação do resultado a todas as Concessionárias com direito de participar da tal Operação Petrolífera.

D. Em seguida, cada Concessionária terá dois (2) dias (ou vinte e quatro (24) horas nos casos de questões operacionais urgentes) a contar da recepção da notificação, para optar, mediante notificação ao Operador e às Concessionárias proponentes, por participar ou não da Operação Petrolífera Exclusiva, ou renunciará ao seu interesse segundo o Artigo 8.4 (B). A não notificação por uma Concessionária nesse período será considerada uma opção por não participar da proposta vencedora.

E. Não obstante as disposições do Artigo 8.4 (B), se, por razões que não o encontrar de granito ou outra substância praticamente impenetrável ou de qualquer outra condição no furo que torne impraticável a continuação das operações, um Poço perfurado como uma Operação Petrolífera Exclusiva não atingir a Zona visada mais profunda descrita na notificação proponente do Poço, o Operador notificará o insucesso a cada Concessionária Não Consentidora que tenha apresentado ou votado por uma proposta alternativa, nos termos do presente Artigo 8.6, de perfurar tal Poço até a uma Zona mais rasa do que a Zona visada mais profunda proposta na notificação ao abrigo da qual tal Poço foi perfurado. Cada Concessionária Não Consentidora terá a opção, exercível durante quarenta e oito (48) horas a contar da recepção da notificação, de participar, segundo a parcela proporcional ao seu Interesse Participativo, da Completação inicialmente proposta para o Poço. Cada Concessionária Não Consentidora pode exercer tal opção mediante notificação ao Operador, de que deseja participar de tal Completação e mediante o pagamento da parcela, proporcionalmente ao seu Interesse Participativo, do custo de perfuração do Poço até à sua maior profundidade perfurada na Zona em que for completada. Todas as responsabilidades e despesas de perfuração e Teste do Poço perfurado como parte de uma Operação Petrolífera Exclusiva abaixo dessa profundidade correrão por conta exclusiva das Concessionárias Consentidoras. Se a Concessionária Não Consentidora não optar devidamente por participar da primeira completação proposta para o poço, as disposições de renúncia previstas no Artigo 7°.4 (B) continuarão a aplicar-se ao interesse de tal Concessionária Não Consentidora.

8.7 Custos de Espera

A. Quando uma Operação Petrolífera foi executada, todos os testes foram realizados e os resultados destes foram apresentados às Concessionárias, os custos de espera incorridos enquanto não são recebidas as respostas a qualquer notificação da Concessionária com uma proposta de Operação Petrolífera Exclusiva para o Aprofundamento, Teste, Desvio Lateral, Completação, Retrovedação, Recompletação,

Retrabalho ou outra operação adicional no Poço (incluindo o período necessário, nos termos do Artigo 8.6, para resolver propostas concorrentes) serão cobrados e arcados como parte da recém-concluída Operação Petrolífera. Os custos de espera incorridos após todas as Concessionárias responderem ou o tempo de resposta permitido terminar, o que ocorrer primeiro, serão cobrados e arcados pelas Concessionárias proponentes da Operação Petrolífera Exclusiva na proporção dos seus Interesses Participativos, não obstante a Operação Petrolífera Exclusiva ser efectivamente conduzida

B. Se Operações Petrolíferas adicionais relacionada com questões operacionais urgentes é proposta com a sonda de perfuração a ser utilizada já em posição, qualquer Concessionária pode solicitar e receber até cinco (5) dias adicionais após findo o respectivo período de resposta especificado no Artigo 8.2 (B) (1) para o envio da resposta, mediante notificação à Operador de que a Concessionária concorda em arcar com todos os custos de espera e outros custos incorridos durante a prorrogação do período de resposta. O Operador pode exigir o pagamento antecipado, dos custos de espera estimados, pela Concessionária, como condição para prorrogar o período de resposta. Se mais de uma Concessionária solicitar tempo adicional para responder à notificação, os custos de espera devem ser distribuídos diariamente entre as Concessionárias na proporção dos seus Interesses Participativos.

8.8 Considerações Especiais a Respeito do Aprofundamento e Desvio Lateral

A. Um Poço perfurado como parte da Operação Petrolífera Exclusiva não será Aprofundado ou Desviado Lateralmente sem primeiro dar uma oportunidade às Concessionárias Não Consentidoras, em conformidade com o presente Artigo 8.8, de participarem da operação.

B. Caso qualquer Concessionária Consentidora queira Aprofundar ou Desviar Lateralmente um Poço perfurado como parte da Operação Petrolífera Exclusivo, tal Concessionária deve iniciar o procedimento contemplado no Artigo 8.2. Se for aprovada uma operação de Aprofundamento ou Desvio Lateral segundo tais disposições, e se alguma Concessionária Não Consentidora do Poço perfurado como parte da Operação Petrolífera Exclusiva optar por participar dela, a Concessionária Não Consentidora deve pagar os valores previstos no Artigo 8.5 (B), sendo que o pagamento da Concessionária Não Consentidora segundo o Artigo 8.5 (A) será a parcela, proporcionalmente ao Interesse Participativo da Concessionária Não Consentidora, das responsabilidades e despesas incorridos em conexão com a perfuração do Poço (incluindo todos os responsabilidades e despesas relacionadas com o Teste e a Completação ou tentativa de Completação do Poço) desde a superfície até à profundidade perfurada anteriormente, os quais tal Concessionária Não Consentidora teria pago se tivesse concordado em participar do Poço.

8.9 Utilização da Propriedade

A. As Concessionárias participantes de qualquer Aprofundamento, Teste, Completação, Desvio Lateral, Retrovedação, Recompletação ou Retrabalho de qualquer Poço perfurado nos termos do presente Acordo devem ser autorizadas a utilizar (sem ónus) todos os revestimentos, tubagens e outros equipamentos instalados no poço e que não sejam necessários para as operações executadas pelos proprietários do furo do Poço, sem que se mude a propriedade de nenhum equipamento. Aquando da Desmobilização de um Poço no qual tenham sido conduzidas operações com participações diferentes, as Concessionárias que estiverem a desmobilizar o Poço devem prestar contas de todos os equipamentos instalados no Poço às Concessionárias proprietárias e pagar a estas as respectivas parcelas do valor dos equipamentos, proporcionalmente aos seus Interesses Participativos, menos o custo de recuperação.

B. Qualquer Concessionária (quer titular de interesses nas Infraestruturas quer não) deve estar autorizada a utilizar posições sobressalentes na Infraestrutura construída segundo o CCPP, para fins de perfurar Poços de Pesquisa e/ou Poços de Avaliação e realizar testes na Área do Contrato. Nenhuma Concessionária, salvo a proprietária de uma Infraestrutura, poderá perfurar Poços de Desenvolvimento ou fazer Produção num Poço (excepto a Produção resultante dos testes iniciais do poço) a partir da plataforma sem a autorização prévia, por escrito, de todas as proprietárias da Infraestrutura. Se todas as proprietárias da Infraestrutura participarem da perfuração de um Poço, não será devida nenhuma taxa nos termos do presente Artigo 8.9 (B). Caso contrário, cada vez que um

Poço for perfurado a partir de uma Infraestrutura, as Concessionárias Consentidoras do Poço devem pagar às proprietárias da Infraestrutura, até que todos os Poços perfurados pelas Concessionárias tenham sido encerrados e abandonados nos termos da legislação aplicável, uma taxa mensal equivalente a: (1) a parcela do custo total da Infraestrutura (incluindo os custos de materiais, fabrico, transporte e instalação), dividida pelo número de meses de vida útil estabelecida para a Infraestrutura nos termos das leis tributárias do país anfitrião, que uma posição do Poço representa em relação ao número total de posições do Poço na Infraestrutura, mais (2) a parcela proporcional do custo mensal de operação, manutenção e financiamento da Infraestrutura, que o Poço perfurado nos termos do presente Artigo 8.9 (B) representa em relação ao número total de Poços atendidos pela instalação. As Concessionárias Consentidoras que pagaram para perfurar um Poço a partir da instalação nos termos do presente Artigo 8.9 (B) tem o direito de Aprofundar ou Desviar Lateralmente esse Poço, sem ónus adicional, caso a operação seja executada antes da remoção da Infraestrutura para outro local

C. Qualquer Concessionária que queira utilizar, para o fim de Produção na Área do Contrato de Concessão, a capacidade ociosa das Infraestruturas e equipamentos construídos segundo o presente Acordo e utilizados no processamento ou Transporte de Petróleo após a passagem pelos separadores primários e desidratadores (incluindo Infraestruturas de tratamento), deverá notificar o Operador e todas as proprietárias das Infraestruturas e equipamentos sobre a capacidade desejada para esse fim. As Concessionárias titulares de interesses nas Infraestruturas concordam em negociar em boa-fé com qualquer Concessionária que queira utilizar a capacidade ociosa, para tentar celebrar um acordo definitivo de manuseio da produção, de processamento e Transporte ou outro acordo similar para a utilização dessa capacidade mediante o pagamento de uma taxa e nos outros termos e condições que forem mutuamente satisfatórios para tais Concessionárias.

D. O pagamento para a utilização de uma Infraestrutura nos termos do Artigo 8.9 (B) ou a utilização de uma Infraestrutura e dos equipamentos nos termos do Artigo 7°.9 (C) não resultará na aquisição de qualquer interesse adicional na Infraestrutura ou nos equipamentos pelas Concessionárias pagadoras. Contudo, tais pagamentos devem ser incluídos nos custos que as Concessionárias pagadoras têm o direito de recuperar nos termos do Artigo 8.5.

E. As Concessionárias que optarem por utilizar posições na Infraestrutura ao abrigo do Artigo 8.9 (B) devem manter indemnes os proprietários dos equipamentos ou da infraestrutura contra todos e quaisquer custos e responsabilidades incorridos como resultado da utilização (incluindo qualquer Perda Consequente e Perda Ambiental) incorrido pela Concessionária usada, excluindo-se os custos e responsabilidades pelos quais o Operador é exclusivamente responsável nos termos do Artigo 5.6.

F. Qualquer Concessionária envolvida nas Operações Petrolíferas Exclusivas tem o direito de utilizar a Propriedade Conjunta, contanto que tal utilização não prejudique as Operações Petrolíferas Conjuntas e esteja sujeita à condição adicional de que qualquer utilização da Propriedade Conjunta será permitida numa base comercial razoável baseada no mercado.

8.10 Perda de Produção durante a ligação das Infraestruturasse uma Operação Petrolífera Exclusiva

Se, durante a ligação das Infraestruturas de uma Operação Petrolífera Exclusiva com as Infraestrutura de Produção existentes de outra Operação Petrolífera, a Produção de Petróleo dessas operações pré-existentes for temporariamente reduzida como resultado, as Concessionárias Consentidoras devem compensar as Concessionárias e as Concessionárias da operação existente pela perda de Produção segundo o disposto abaixo. O Operador determinará o valor da queda da Produção de cada dia durante a ligação das Infraestruturas de uma Operação Petrolífera Exclusiva em relação à Produção diária média do mês anterior nas instalações de Produção existentes de tal operação. O valor assim determinado para a perda de Produção deve ser recuperado por todas as Concessionárias que a tenham sofrido, na proporção dos seus respectivos Interesses Participativos. Aquando da conclusão da ligação, a perda de Produção deve ser recuperada na íntegra pelo Operador com a dedução de até cem por cento (100%) da Produção da Operação

Petrolífera Exclusiva antes de as Concessionárias Consentidoras terem o direito de receber qualquer tal Produção

8.11 Bónus de Produção

Os bónus devidos pelas Concessionárias nos termos do CCPP devem ser debitados na Conta Conjunta se não houver nenhuma Produção de Petróleo numa Operação Petrolífera Exclusiva na ocasião em que forem incorridos. Se houver Produção de Petróleo numa ou mais Operações Petrolíferas Exclusivas, qualquer Bónus de Produção que passe a ser devido nos termos do CCPP deve ser coberto pelas Concessionárias que participem em cada tal Operação Petrolífera Exclusiva de acordo com os seus Interesses Participativo e, na proporção da sua Produção diária média de Petróleo em relação à Produção diária média total de Petróleo na Área do Contrato de Concessão durante o período de sessenta (60) dias anterior à data em que é incorrido o passivo relativo ao Bónus de Produção. As Concessionárias da Área de Desenvolvimento e Produção devem arcar com o Bónus de Produção atribuído a essa Área de Desenvolvimento e Produção na proporção dos seus Interesses Participativos nessa Área de Desenvolvimento e Produção à data em que é incorrido o passivo relativo ao Bónus de Produção. Os cálculos previstos no presente Artigo devem ser baseados apenas nos tipos, graus e qualidades de Petróleo utilizados na determinação do Bónus de Produção nos termos do CCPP.

8.12 Condução das Operações Petrolíferas Exclusivas

A. As Operações Petrolíferas Exclusivas devem ser realizadas pelas Concessionárias Consentidoras a actuar como o Comité Operacional, sem prejuízo do disposto no presente Acordo aplicado *mutatis mutandis* a tal Operação Petrolífera Exclusiva e sem prejuízo dos termos e condições da legislação aplicável e do CCPP.

B. O cálculo dos passivos e despesas incorridas nas Operações Petrolíferas Exclusivas, incluindo os do Operador na sua condução, deve ser realizado em conformidade com os princípios estabelecidos no presente Acordo e no Procedimento Contabilístico anexado a este Acordo.

C. O Operador das Operações Petrolíferas Exclusivas deverá manter livros, registos financeiros e contas distintas para as Operações Petrolíferas Exclusivas, os quais estão sujeitos aos mesmos direitos de auditoria e verificação da Conta Conjunta e dos registos afins, conforme previsto no Procedimento Contabilístico anexado ao deste Acordo. Tais direitos de auditoria e verificação devem estender-se a cada uma das Concessionárias Consentidoras e a cada uma das Concessionárias Não Consentidoras na medida em que estas últimas tenham ou possam ter o direito de optar por participar das Operações Petrolíferas Exclusivas.

D. O Operador, ao conduzir uma Operação Petrolífera Exclusiva para as Concessionárias Consentidoras, quer esteja a participar da Operação Petrolífera Exclusiva quer não, tem o direito de solicitar adiantamentos de caixa e não será obrigado a utilizar os seus próprios fundos para pagar por qualquer custo e despesa nem a iniciar ou continuar Operações Petrolíferas Exclusivas até que sejam pagos os adiantamentos de caixa solicitados, aplicando-se o Procedimento Contabilístico anexado a este Acordo à Operadora no que respeita a quaisquer Operações Petrolíferas Exclusivas por esta conduzidas.

E. Se o Operador for uma Concessionária Não Consentidora numa Operação Petrolífera Exclusiva destinada a desenvolver uma Descoberta, pode demitir-se como Operador para a Desenvolvimento e Produção de tal Descoberta. Se o Operador se demitir, as Concessionárias Consentidoras devem seleccionar uma Concessionária Consentidora para servir como Operador exclusivamente na Operação Petrolífera Exclusiva. Qualquer demissão do Operador e indicação de uma Concessionária Consentidora para servir como de Operador para a Operação Petrolífera Exclusiva deve estar sujeita à obtenção antecipada, pelas Concessionárias, de aprovações necessárias do Governo.

Artigo 9
Inadimplemento

9.1 Inadimplemento e Notificação

A. Qualquer Concessionária que deixe de:

1) pagar no vencimento da sua parcela das despesas da Conta Conjunta, incluindo adiantamentos de caixa e juros; ou

2) obter e manter qualquer Caução exigida às Concessionária ao abrigo da legislação de Petróleo aplicável, do CCPP ou do presente Acordo;

Estará inadimplente nos termos do presente Acordo (doravante designada uma "Concessionária Inadimplente"). O Operador ou qualquer Concessionária adimplente, quando o Operador é a Concessionária Inadimplente, deverá proceder imediatamente à notificação do inadimplemento (doravante designada a "Notificação de Inadimplemento") à Concessionária Inadimplente e cada uma das Concessionárias adimplentes e ao INP.

B. Para efeitos deste Artigo, "Período de Inadimplemento" refere-se ao período que se inicia cinco (5) Dias Úteis a contar da data de emissão da Notificação de Inadimplemento em conformidade com o presente Artigo 9.1 e termina na data em que todos os inadimplementos da Concessionária inadimplente, nos termos do presente artigo 9.1, estiverem integralmente sanados.

9.2 Reuniões e Dados do Comité Operacional

A. Não obstante qualquer outra disposição do presente Acordo, a Concessionária Inadimplente não tem o direito, durante o Período de Inadimplemento, a:

1) convocar ou participar de reuniões do Comité Operacional ou de subcomités;
2) votar sobre qualquer questão apresentada ao Comité Operacional ou qualquer subcomité;
3) aceder a quaisquer dados ou informações relacionadas com quaisquer Operações Petrolíferas nos termos do presente Acordo;
4) aprovar ou rejeitar as negociações de dados entre as Concessionárias e terceiros, ou aceder a quaisquer dados recebidos nessas negociações;
5) transmitir (conforme definido no Artigo 13.1) a totalidade ou parte do seu Interesse Participativo, salvo se for às Concessionárias adimplentes segundo o presente Artigo 9;
6) aprovar ou rejeitar qualquer Transmissão (conforme definida no Artigo 13.1) ou de qualquer outra forma exercer quaisquer outros direitos no que respeita a Transmissões nos termos do presente Artigo 9 ou do Artigo 13;
7) receber o seu Direito em conformidade com Artigo 9.4;
8) desistir do presente Acordo nos termos do Artigo 14; ou
9) receber a cessão de qualquer parcela do Interesse Participativo de outra Concessionária caso esta esteja inadimplente ou a desistir do presente Acordo e do CCPP.

B. Não obstante qualquer outra disposição do presente Acordo, durante o Período de Inadimplemento:

1) Salvo quando acordado em contrário entre as Concessionárias adimplentes, o interesse votante de cada Concessionária adimplente deve ser equivalente ao rácio do seu respectivo Interesse Participativo em relação ao total dos Interesses Participativos das Concessionárias adimplentes;
2) Quaisquer questões que exijam um voto ou aprovação unânime das Concessionárias não exigirão o voto ou a aprovação da Concessionária Inadimplente;
3) Considera-se que a Concessionária Inadimplente optou por não participar de quaisquer actividades que sejam votadas durante o Período de Inadimplemento, na medida em que tal opção seria permitida pelos Artigos 5.13 e 7; e
4) Considerar-se que a Concessionária Inadimplente aprovou e empreenderá, juntamente com as Concessionárias adimplentes, quaisquer outras acções votadas durante o Período de Inadimplemento.

9.3 Distribuição das Contas em Inadimplemento

A. A Concessionária que emitir a Notificação de Inadimplemento segundo o Artigo 9.1 deve discriminar na Notificação de Inadimplemento a cada Concessionária adimplente e o INP: (i) a soma que a Concessionária adimplente deve pagar como a sua parcela do valor do Inadimplemento; e (ii) se a Concessionária Inadimplente não tiver obtido ou mantido qualquer Caução exigida dela para manter o CCPP em pleno vigor e efeito, o tipo e o valor da Caução que as Concessionárias adimplentes apresentarem ou os fundos que deverão pagar para que o Operador, em nome das Concessionárias adimplentes, ou a Concessionária notificadora (se o Operador estiver inadimplente) deve pagar e manter tal Caução. Salvo quando acordado em contrário, as obrigações a que a Concessionária Inadimplente não tenha cumprido devem ser cumpridas pelas Concessionárias

adimplentes na proporção do rácio do Interesse Participativo da Concessionária adimplente em relação aos Interesses Participativos de todas as Concessionárias adimplentes. O INP receberá uma cópia de qualquer comunicação escrita entre a Concessionária Inadimplente e o Operador ou entre o Operador e qualquer Concessionária relacionada a situação ou procedimento de inadimplemento.

Para efeitos deste artigo:

"Valor em Inadimplemento" significa à parcela da Concessionária Inadimplente, das despesas da Conta Conjunta que a Concessionária Inadimplente deixou de pagar no vencimento previsto no presente Acordo (mas exclui quaisquer juros devidos sobre esse valor); e

"Valor Total em Inadimplemento" significa aos seguintes montantes:

(i) o Valor em Inadimplemento;

(ii) Custos de terceiros para a obtenção e manutenção de qualquer Caução, incorridos pelas Concessionárias adimplentes, ou os fundos pagos pelas Concessionárias para que o Operador possa obter ou manter a Caução, em conformidade com o Artigo 8°.3 (A) (ii); e

(iii) quaisquer juros acumulados, à Taxa de Juro Acordada, sobre o montante definido em (i), a contar da data em que o montante deveria ter sido pago e até que seja pago integralmente pela Concessionária Inadimplente e sobre o montante definido em (ii) a contar da data em que o montante é incorrido pelas Concessionárias adimplentes e até que seja pago integralmente pela Concessionária Inadimplente.

B. Caso a Concessionária Inadimplente sanar o seu inadimplemento integralmente antes do início do Período de Inadimplemento, a Concessionária notificante deve notificar imediatamente cada Concessionária adimplente e o INP por fax ou telefone e por correio, e as Concessionárias adimplentes serão desobrigadas nos termos do Artigo 9.3 (A). Caso contrário, cada Concessionária adimplente deve cumprir com as suas obrigações nos termos do Artigo 9.3 (A) (i) antes do início do Período de Inadimplemento e as suas obrigações nos termos do Artigo 9.3 (A) (ii) no prazo de dez (10) dias após a Notificação de Inadimplemento. Se alguma Concessionária adimplente não cumprir com as suas obrigações de forma oportuna, a Concessionária tornar-se-á uma Concessionária Inadimplente sujeita às disposições do presente Artigo 8°. As Concessionárias adimplentes terão o direito de receber as suas respectivas parcelas do Valor Total Inadimplido devido por tal Concessionária Inadimplente segundo este Artigo.

C. Se o Operador for uma Concessionária Inadimplente, todos os pagamentos que seriam feitos ao Operador relativamente aos custos da Conta Conjunta, segundo o presente Acordo, devem passar a ser feitos à Concessionária notificadora até que seja sanado o inadimplemento ou a indicação do Operador sucessor. A Concessionária notificadora deve manter tais fundos numa conta segregada, separados dos seus próprios fundos, e aplicá-los a reivindicações de terceiros, devidas e pagáveis da Conta Conjunta, das quais tenham sido notificada, na medida em que o Operador estaria autorizada a realizar tais pagamentos nos termos do presente Acordo. A Concessionária notificadora tem o direito de cobrar ou reivindicar pagamentos das demais Concessionárias em conformidade com o Procedimento Contabilístico anexado como Anexo A deste Acordo para cobranças devidas de terceiros, que venham a vencer durante esse período, na medida em que não haja fundos suficientes à disposição. Quando sanado o inadimplemento pelo Operador ou a indicação do Operador sucessor, a Concessionária notificadora deve transferir a totalidade dos fundos restantes na conta para o Operador e apresentar ao Operador e às demais Concessionárias uma contabilização detalhada dos fundos recebidos e despesas durante esse período. A Concessionária notificadora não será responsável por danos, perdas, custos, despesas ou responsabilidades decorrentes das suas acções nos termos do presente Artigo 9.3 (C), salvo na medida em que o Operador o seria nos termos do Artigo 5.7.

9.14 Remédios

A. Durante o Período de Inadimplemento, a Concessionária Inadimplente não terá direito, a sua Quota-parte que será efectivada em favor das Concessionárias adimplentes e tornar-se-á propriedade destas. O Operador (ou a Concessionária notificadora, se o Operador for uma Concessionária Inadimplente) estará autorizada a vender tal Quota-parte a uma terceiros segundo termos que sejam comercialmente razoáveis nas

circunstâncias e, após deduzir todos os custos, débitos e despesas incorridas em conexão com tal venda, pagar os produtos líquidos às Concessionárias adimplentes na proporção dos valores a elas devidos pela Concessionária Inadimplente como parte do Valor Total em Inadimplemento (para o pagamento primeiramente dos juros e, em seguida, do principal) e aplicar os produtos líquidos à criação do Fundo de Reserva (conforme definido no Artigo 9.4 (C)), se for o caso, até que a totalidade do Valor Total em Inadimplemento tenha sido recuperado e tal Fundo de Reserva seja criado. Os eventuais excedentes que restem devem ser pagos à Concessionária Inadimplente, sendo que o eventual défice continuará a constituir uma dívida devida pela Concessionária Inadimplente às Concessionárias adimplentes. Ao realizar vendas nos termos do presente Artigo 9.4 (A), as Concessionárias adimplentes não terão nenhuma obrigação de partilhar nenhum mercado existente nem de obter um preço equivalente ao preço ao qual vende a sua própria Quota-parte.

B. Se o Operador alienar qualquer Propriedade Conjunta ou se qualquer outro crédito ou ajustamento for realizado à Conta Conjunta durante o Período de Inadimplemento, o Operador (ou a Concessionária notificadora, se o Operador for uma Concessionária Inadimplente) terá o direito de aplicar a parcela, proporcionalmente ao Interesse Participativo da Concessionária Inadimplente, dos produtos da alienação, crédito ou ajuste, contra o Valor Total Inadimplido (para o pagamento primeiramente dos juros e, em seguida, do principal) e para a criação do Fundo de Reserva (conforme definido no Artigo 9.4 (C)), se for o caso. Os eventuais excedentes que restem devem ser pagos à Concessionária Inadimplente, sendo que o eventual défice continuará a constituir uma dívida devida pela Concessionária Inadimplente às Concessionárias adimplentes.

C. As Concessionárias adimplentes tem o direito de aplicar os produtos líquidos recebidos nos termos dos Artigos 9.4 (A) e 9.4 (B) para a criação de um fundo de reserva (o "Fundo de Reserva") num valor equivalente à parcela, proporcionalmente ao Interesse Participativo da Concessionária Inadimplente, de:

i. o custo estimado para abandonar quaisquer Poços e outras propriedades nas quais a Concessionária Inadimplente tenha uma participação;

ii. o custo estimado dos benefícios de exoneração para os funcionários locais aquando da cessação das operações; e

iii. quaisquer outros custos identificáveis que, na estimativa das Concessionárias adimplentes, devem ser incorridos em conexão com a cessação das operações. Aquando da conclusão do Período de Inadimplemento, todos os valores detidos no Fundo de Reserva devem ser devolvidos à Concessionária anteriormente inadimplente.

D. Quando uma Concessionária Inadimplente não sanar integralmente todos os seus inadimplementos até ao trigésimo (30°) dia a contar da data da Notificação de Inadimplemento, as Concessionárias adimplentes, sem prejuízo de quaisquer outros direitos a estas disponíveis para recuperar as suas parcelas do Valor Total em Inadimplemento, tem a opção, exercível a qualquer momento posterior durante o Período de Inadimplemento, de exigir que a Concessionária Inadimplente desista completamente do presente Acordo e do CCPP. Tal opção será exercida mediante notificação à Concessionária Inadimplente e a cada Concessionária adimplente. Se tal opção for exercida, considera-se que a Concessionária Inadimplente transmitiu, ao abrigo do Artigo 14.6, na data da notificação da Concessionária adimplente ou das Concessionárias, o seu Interesse Participativo às Concessionárias adimplentes. Não obstante os termos do Artigo 14, na ausência de um acordo contrário entre as Concessionárias adimplentes, qualquer transmissão às Concessionárias adimplentes após uma desistência nos termos do presente Artigo 9.4 (D) (1) ocorrerá na proporção dos Interesses Participativos das Concessionárias adimplentes que exercerem tal opção.

E. Para além dos outros meios de reparação disponíveis às Concessionárias adimplentes nos termos do presente Artigo 9 e de quaisquer outros direitos disponíveis a cada Concessionária adimplente para recuperar a sua parcela do Valor Total em Inadimplemento, caso uma Concessionária Inadimplente deixe de sanar o seu inadimplemento dentro de trinta (30) dias a partir da Notificação de Inadimplemento, as Concessionárias adimplentes podem optar por executar a sua hipoteca e o seu direito real

de garantia sobre o Interesse Participativo da Concessionária Inadimplente, conforme estabelecido abaixo, sem prejuízo do CCPP e da legislação Moçambicana aplicável.

1) As Concessionárias concedem a cada uma das demais Concessionárias, em parcelas proporcionais aos seus respectivos Interesses Participativos, uma hipoteca e um direito real de garantia sobre o seu Interesse Participativo, quer já da sua titularidade quer a ser adquirido posteriormente, juntamente com todos os produtos e rendimentos derivados desse Interesse Participativo (colectivamente denominado "Garantia Adicional") como caução para: (i) o pagamento de todos os valores devidos pela Concessionária (incluindo juros e custos de cobrança) nos termos do presente Acordo; e (ii) qualquer Caução que seja exigida de tal Concessionária nos termos da legislação aplicável e do CCPP.

2) Se uma Concessionária Inadimplente deixar de sanar o seu inadimplemento até ao trigésimo (30°) dia a contar da data da Notificação de Inadimplemento, cada Concessionária adimplente tem a opção, exercível em qualquer momento posterior durante o Período de Inadimplemento, de executar a sua hipoteca e o seu direito real de garantia contra a sua parcela proporcional da Garantia Adicional por quaisquer métodos permitidos nos termos da legislação Moçambicana aplicável e do CCPP, e de vender a totalidade ou qualquer parte dessa Garantia Adicional em venda pública ou privada após notificar a Concessionária Inadimplente e os outros credores, conforme for exigido pela legislação Moçambicana aplicável e o CCPP, e sem prejuízo das disposições do Artigo 13. Excepto no que seja proibido na legislação aplicável ou no CCPP, a Concessionária adimplente que executar a sua hipoteca e o seu direito real de garantia terá o direito de se tornar o comprador da Garantia Adicional vendida e terá o direito de aplicar ao preço da compra o valor a que tenha direito nos termos do Artigo 9.4. Qualquer défice nos valores recebidos pela parte executora continuará a constituir uma dívida devida pela Concessionária Inadimplente. A execução das hipotecas e dos direitos reais de garantia por uma Concessionária adimplente não afectará os valores devidos pela Concessionária Inadimplente às demais Concessionárias adimplentes nem de nenhuma forma limitará os direitos ou meios de reparação a estas disponíveis. Cada Concessionária confirma que, em se tornando uma Concessionária Inadimplente, renuncia ao benefício de qualquer lei de avaliação, valoração, suspensão, prorrogação ou resgate e de qualquer outra lei de protecção aos devedores a que se poderia recorrer para impedir ou dificultar a execução da hipoteca e do direito real de garantia concedidos acima.

3) As Concessionárias concordam em celebrar tais memorandos, declarações de financiamento e outros documentos, e em realizar os depósitos e registos necessários para aperfeiçoar, validar e dar notificação das hipotecas e dos direitos reais de garantia concedidos no presente Artigo 9.4 (E).

F. Para efeitos dos Artigos 9.4 (D) e 9.4 (E), a Concessionária Inadimplente deve, imediatamente após qualquer solicitação das Concessionárias adimplentes, realizar qualquer acto exigido na legislação Moçambicana aplicável para validar legalmente a transmissão do seu Interesse Participativo, incluindo a obtenção de todos os consentimentos e aprovações governamentais, para além de assinar qualquer documento e tomar quaisquer medidas necessárias para dar efeito a uma transmissão válida e imediata. A Concessionária Inadimplente esta obrigada a remover imediatamente eventuais penhores e compromissos que possam incidir sobre os seus Interesses Participativos cedidos. Caso todas as aprovações governamentais não sejam obtidas oportunamente, a Concessionária Inadimplente deterá o Interesse Participativo cedido fiduciariamente às Concessionárias adimplentes com direito a recebê-lo. Cada Concessionária constitui e nomeia cada uma das demais Concessionárias como seu procurador bastante e legal para assinar tais instrumentos e realizar os depósitos e as solicitações necessárias para dar efeito legal a tal transmissão e para obter as aprovações necessárias do Governo. As acções contempladas nos termos desta procuração poderão ser empreendidas por qualquer Concessionária individualmente, sem a participação das demais. Esta procuração é irrevogável durante todo o termo do presente Acordo e está combinada com um direito. Caso lhe seja solicitado, cada Concessionária deve assinar um formulário prescrito pelo Comité Operacional para formular esta procuração em maior detalhe.

G. As Concessionárias adimplentes têm o direito de serem ressarcidas pela Concessionária Inadimplente, pela totalidade dos honorários com advogados e demais custos razoáveis incorridos na cobrança dos valores devidos pela Concessionária Inadimplente.

H. Os direitos e os meios de reparação concedidos às Concessionárias adimplentes no presente Artigo são cumulativos, não exclusivos, e para além de quaisquer outros direitos e remédios que possam estar disponíveis às Concessionárias adimplentes na lei ou em equidade. Cada direito e remédio disponível às Concessionárias adimplentes pode ser exercido de tempos em tempos e com a frequência e na sequência que forem consideradas convenientes pelas Concessionárias adimplentes, a seu exclusivo critério.

9.5 Subsistência

As obrigações da Concessionária Inadimplente e os direitos das Concessionárias adimplentes devem subsistir à renúncia ao CCPP, à Desmobilização das Operações Petrolíferas Conjuntas e à rescisão do presente Acordo.

9.6 Sem Direito a Compensação

As Concessionárias confirmam e aceitam que um princípio fundamental do presente Acordo é que cada Concessionária pague uma parcela, na proporção do seu Interesse Participativo, de todos os valores devidos nos termos do presente Acordo se e quando necessário. Assim, qualquer Concessionária que se torne uma Concessionária Inadimplente confirma que, no tocante a qualquer exercício, pelas Concessionárias adimplentes, de quaisquer direitos previstos no presente Artigo 9 ou à aplicação de qualquer das suas disposições, que renuncia a qualquer direito de propor como compensação ou defesa, na lei ou em equidade, o não pagamento, por qualquer outra Concessionária, de valores devidos nos termos do presente Acordo ou qualquer reclamação alegada que tal Concessionária possa ter contra o Operador ou qualquer Concessionária, quer decorra dos termos do presente Acordo quer não. Cada Concessionária confirma, ademais, que a natureza e o valor dos meios de reparação aqui concedidos às Concessionárias adimplentes são razoáveis e apropriadas às circunstâncias.

Artigo 10
Disposição da Produção

10.1 Direito e Obrigação de Aceitar em Espécie

Cada Concessionária terá o direito e a obrigação de possuir, aceitar em espécie e dispor da sua Quota-parte em conformidade com o CCPP e o presente Acordo.

10.2 Disposição do Petróleo Bruto

Se o Petróleo Bruto for produzido ao abrigo de um Plano de Desenvolvimento aprovado na Área de Desenvolvimento e Produção, as Concessionárias devem, em boa-fé e com uma antecedência não inferior a seis (6) meses anteriormente à primeira entrega prevista de Petróleo Bruto, conforme for notificada imediatamente pelo Operador, negociar e finalizar os termos de um acordo de levantamento para cobrir a recolha do Petróleo Bruto produzido na área relevante nos termos do CCPP. O Governo também pode, se necessário e praticável, tornar-se uma parte do acordo de levantamento; se o Governo for uma parte do acordo de levantamento, os princípios estabelecidos no presente Artigo 10.2 serão reflectidos deste acordo. O acordo de levantamento deve, na medida em que seja compatível com o Plano de Desenvolvimento e sem prejuízo dos termos do CCPP, dispor sobre o seguinte:

A. O Ponto de entrega como definido no Plano de Desenvolvimento aprovado em que a titularidade e o risco de perda da Quota-parte de cada Concessionária ao Petróleo Bruto serão passados a tal Concessionária;

B. A comunicação periódica e regular do Operador às Concessionárias, das estimativas da Produção total de Petróleo Bruto disponível nos períodos subsequentes, das quantidades de cada tipo e/ou grau de Petróleo Bruto, bem como da Quota-parte de cada Concessionária num horizonte tão extenso quanto necessário para o Operador e as Concessionárias planearem as providências relacionadas com o levantamento. Tal comunicação também deve incluir, para cada tipo e/ou grau de Petróleo Bruto, a Produção

total de Petróleo Bruto disponível e as entregas do período anterior, bem como sobrelevantamentos e sublevantamentos;

C. A nomeação das Concessionárias para o Operador para a aceitação das suas parcelas da Produção total de Petróleo Bruto disponível no período subsequente. Tais nomeações devem, em qualquer período, referir-se à totalidade do Direito de cada Concessionária à Produção de Petróleo Bruto disponível durante o período, sem prejuízo das tolerâncias operacionais e dos volumes mínimos acordados para a carga económica ou conforme as Concessionárias acordarem;

D. A atenuação oportuna dos efeitos de sobrelevantamentos e sublevantamentos e qualquer redistribuição respectiva do Petróleo de Custo e do Petróleo-Lucro;

E. Se o carregamento marítimo ou um terminal terrestre estiver envolvido, os riscos relativos à aceitabilidade de navios petroleiros, taxas de armazenagem e (se for o caso) a disponibilidade de ancoradouros;

F. A distribuição às Concessionárias dos graus, pesos específicos e qualidades do Petróleo Bruto para assegurar, na medida em que as Concessionárias aceitam a entrega das suas Quota-parte quando se acumulam, que cada Concessionária receba Quota-parte, em cada período, de graus, pesos específicos e qualidades de Petróleo Bruto de cada Área de Desenvolvimento e Produção da qual participe, que sejam similares aos graus, pesos específicos e qualidades de Petróleo Bruto recebidos por cada uma das demais Concessionárias dessa Área de Desenvolvimento e Produção no período;

G. Na medida em que a distribuição das Quota-parte nessa base seja impraticável em virtude da disponibilidade das Infraestruturas e dos volumes mínimos de carga, um método para realizar ajustamentos periódicos;

H. O direito das demais Concessionárias, de vender um Direito que uma Concessionária deixe de nomear para aceitação segundo o Artigo 10.2 (C) acima ou de aceitar a entrega, em conformidade com os respectivos procedimentos acordados, quando a não-aceitação da entrega constitua uma violação das obrigações do Operador ou da Concessionária nos termos do CCPP, ou crie a possibilidade de redução ou limitação da produção. Tais vendas devem ser realizadas apenas na medida em que forem necessárias para evitar problemas nas Operações Petrolíferas Conjuntas. O Operador deve notificar a todas as Concessionárias, com a máxima antecedência possível, sobre tal situação e o surgimento de um direito de opção de venda. Qualquer venda deve referir-se ao Direito não nomeado ou não entregue (conforme for o caso) e por períodos razoáveis (nunca a ultrapassar doze (12) meses). Os termos de pagamento pela Produção de Petróleo Bruto vendida segundo esta opção deverão ser definidos no acordo de levantamento; e

I. Caso um acordo de levantamento não tenha sido celebrado até à data da primeira entrega de Petróleo Bruto, as Concessionárias ainda assim estão obrigadas a aceitar e dispor separadamente do Petróleo Bruto conforme previsto no Artigo 10.1 e, para além disso, devem seguir os princípios estabelecidos no presente Artigo 10.2 até que um acordo de levantamento seja celebrado pelas Concessionárias.

10.3 Disposição do Gás Natural

No caso de Desenvolvimento de Gás Natural de uma Descoberta, as Concessionárias sujeitas a aprovação do MIREME poderão celebrar os acordos necessários para a disposição do Gás Natural, nos quais os princípios no artigo 9.2 deste Acordo serão aplicáveis *mutatis mutandis*, em consonância com a legislação de Petróleo, o CCPP e um Plano de Desenvolvimento aprovado.

Artigo 11
(Desmobilização)

11.1 Obturação e abandono de Poços Perfurados como Operações Petrolíferas Conjuntas

A. A decisão de obturar e abandonar qualquer Poço perfurado como uma Operação Petrolífera Conjunta exigirá a aprovação do Comité Operacional.

B. Se alguma Concessionária não responder no período estipulado no Artigo 6.12 (A) (1) ou no Artigo 6.12 (A) (2), conforme for o caso, após a entrega de uma notificação da proposta do Operador para cessação das Operações Petrolíferas, obturação e abandono do Poço, considerar-se-á que a Concessionária consentiu com a actividade proposta.

C. Se o Comité Operacional aprovar obturação e abandono de qualquer Poço de Pesquisa ou Poço de Avaliação, sem prejuízo da legislação aplicável, qualquer Concessionária que tenha votado contra tal decisão poderá propor-se (nos prazos previstos no Artigo 6.13 (A)) a conduzir uma Operação Petrolífera Exclusiva alternativa no furo do poço. Se nenhuma Operação Petrolífera Exclusiva for proposta oportunamente ou se uma Operação Petrolífera Exclusiva tiver sido proposta oportunamente, mas não iniciada nos prazos previstos no Artigo 8.2, o Poço será obturado e abandonado.

D. Qualquer Poço perfurado nos termos do CPPP e o presente Acordo deverá ser obturado e abandonado em conformidade com a legislação aplicável e o CCPP, e às custas, ao risco e à despesa das Concessionárias participantes do custo de perfuração do Poço.

11.2 Obturação e abandono de Poços Perfurados como Operações Petrolíferas Exclusivas

O presente Artigo 11 aplicar-se-á *mutatis mutandis* à obturação e abandono de um Poço perfurado como parte de um Operação Petrolífera Exclusivo ou de qualquer Poço no qual uma Operação Petrolífera Exclusiva tenha sido conduzida (em cujo caso, todas as Concessionárias com o direito de conduzir operações adicionais em tal Poço serão notificadas e terão a oportunidade de conduzir Operações Petrolíferas Exclusivas no Poço, em conformidade com as disposições do presente Artigo 11).

11.3 Cessação de Operações Petrolíferas e Desmobilização de Infraestruturas

A. O Operador deve com devida consideração aos prazos e as disposições estipulado na legislação de Petróleo aplicável e do CCPP, submeter para aprovação ao Comité Operacional uma proposta de Plano de Desmobilização. Depois a aprovação de qualquer Plano de Desmobilização ou Plano de Desmobilização alterado do Comité Operacional, o Operador submeterá tal Plano de Desmobilização e a Documentação relacionada ao MIREME e outras entidades do Governo nos termos da legislação aplicável. Na preparação do Plano de Desmobilização o Operador consultará o INP e outras entidades relevantes do Governo e tomará as outras medidas necessárias nos termos da legislação aplicável para obter a aprovação do Plano de Desmobilização do Governo. No caso de uma entidade relevante do Governo exigir alteração no Plano de Desmobilização, a questão será submetida ao Comité Operacional para consideração.

B. Este artigo 11.3 aplica-se *mutatis mutandis* á cessação de Operações Petrolíferas e Desmobilização das Infraestruturas conduzidas como parte do Operações Petrolíferas Exclusivas.

11.4 Fundo de Desmobilização

A. O Operador deve estabelecer o Fundo de Desmobilização nos termos da legislação de Petróleo aplicável e o CCPP.

B. O Operador deve com devida consideração aos prazos para o estabelecimento do Fundo de Desmobilização estipulados na legislação de Petróleo aplicável, preparar e submeter para aprovação ao Comité Operacional as alternativas e a solução preferida de desmobilização e a Documentação relacionada que for requerida nos termos da legislação de Petróleo aplicável em relação de selecção de uma solução de Desmobilização preliminar, que será a base de cálculo dos custos de Desmobilização a ser cobrado pelo Fundo de Desmobilização.

C. Após a aprovação do Comité Operacional, o Operador submeterá ao MIREME a Documentação com propostas de alternativas e a solução preferida de Desmobilização com a Documentação pertencente, nos termos da legislação de Petróleo aplicável.

D. Com base de selecção da solução de Desmobilização preliminar ou Plano de Desmobilização aprovado pelo MIREME, o Operador preparará e submeterá para aprovação de Comité Operacional um cronograma dos montantes a ser pagos para o Fundo de Desmobilização por cada Concessionária nos termos da legislação de Petróleo aplicável e do CCPP. O cronograma será anualmente actualizado e aprovado pelo Comité Operacional como parte do orçamento anual.

E. Cada Concessionária será obrigada a pagar sua quota-parte dos custos de Desmobilização futuros estimados, os quais basear-se-ão no Interesse Participativo de cada Concessionária nos termos do cronograma de tais pagamentos aprovado e o

Procedimento Contabilístico anexado como Anexo A deste Acordo, para o Fundo de Desmobilização.

11.5 Implementação de um Plano de Desmobilização

A. Apos o aprovação do Plano de Desmobilização pelo MIREME, o Operador apresentará ao Comité Operacional uma proposta de implementação do plano aprovado.

B. Nos termos da legislação de Petróleo aplicável, o Comité Operacional pode alterar, adoptar e rejeitar a proposta da implementação de Plano de Desmobilização pelo Operador.

C. No prazo de três meses apos a recepção da proposta, o Comité Operacional tomará a decisão final da proposta para a implementação do Plano de Desmobilização aprovado pelo Operador. Caso a decisão não for tomada, considerar-se-á adoptado a proposta apresentada pelo Operador.

D. Como apropriado, o disposto no artigo 6 aplica-se ao orçamento relativo os custos de implementação de um Plano de Desmobilização aprovado.

Artigo 12
Renúncia, Prorrogações e Renovações

12.1 Renúncia

A. O Operador deve informar ao Comité Operacional os requisitos, nos termos da legislação aplicável ou do CCPP de renúncia de qualquer parte da Área do Contrato de Concessão, com pelo menos cento e vinte (120) dias de antecedência da data para o registo da notificação irrevogável de renúncia ou da data de tal renúncia, a que ocorrer primeiro. Antes do fim de tal período, o Comité Operacional deve determinar, nos termos do Artigo 6, as dimensões e o formato da área renunciada, em consonância com os requisitos da legislação aplicável e do CCPP. Se não for possível alcançar um voto suficiente do Comité Operacional, deve ser adoptada a proposta que contar com o apoio de uma maioria simples dos Interesses Participativos. Se nenhuma proposta obtiver o apoio de uma maioria simples dos Interesses Participativos, deverá ser adoptada a proposta que receber o voto do maior Interesse Participativo agregado. Em caso de empate, o Operador deve escolher entre as propostas que receberem o voto do maior Interesse Participativo agregado. As Concessionárias devem celebrar todos e quaisquer documentos e tomar as providências que forem necessárias para dar efeito à renúncia. Cada Concessionária renuncia a todas as reclamações e causas de acção contra o Operador e quaisquer outras Concessionárias por conta de qualquer área renunciada em conformidade com o disposto acima, mas contra a sua recomendação, caso posteriormente se descubra Petróleo sob a área renunciada.

B. A renúncia da totalidade ou de qualquer parte da Área do Contrato de Concessão, que não seja exigida pela legislação aplicável ou CCPP, exigirá o consentimento unânime das Concessionárias.

12.2 Prorrogação do Prazo

A. Propostas de qualquer Concessionária para celebrar ou solicitar para a prorrogação do prazo do, subperíodo do Período de Pesquisa ou de Desenvolvimento e Produção, ou de qualquer fase do CCPP, ou propostas para pedido de prorrogar do prazo do CCPP devem ser apresentadas ao Comité Operacional segundo o Artigo 6.

B. Qualquer Concessionária tem o direito de celebrar ou solicitar prorrogação do prazo de qualquer, subperíodo de Pesquisa ou de Desenvolvimento e Produção, ou de qualquer fase do CCPP, ou de pedir prorrogar o prazo deste, independentemente do nível de apoio no Comité Operacional. Se alguma Concessionária tomar tal medida, qualquer Concessionária que não queira celebrar ou a prorrogar é obrigada a desistir deste Acordo e o CCPP, sujeito aos requisitos do Artigo 14.

Artigo 13
(Transmissão de Interesse ou Direitos e Mudanças no Controlo)

13.1 Obrigações

A. Sem prejuízo dos requisitos da legislação de Petróleo aplicável e do CCPP, a transmissão da totalidade ou parte do Interesse Participativo de uma Concessionária terá efeito apenas se atender aos termos e condições do presente Artigo 13.

B. Salvo quando uma Concessionária transmite a totalidade do seu Interesse Participativo, nenhuma transmissão deverá ser realizada por qualquer Concessionária se resultar na detenção, pela transmitente ou transmissário, de um Interesse Participativo inferior que o Interesses Participativo mínimo de uma Concessionária a dez por cento (10%) nos termos do CCPP. Nenhuma transmissão deve ser realizada pelo Operador se resultar na detenção, pelo Operador, de um Interesse Participativo inferior a vinte e cinco (25%) nos termos do artigo 21 do CCPP e artigo 5.11 (A) deste Acordo.

C. A Concessionária transmitente, não obstante a transmissão, será responsável perante as demais Concessionárias por quaisquer obrigações, financeiras ou de outra natureza, que forem efectivadas, vencerem ou acumularem nos termos do CCPP ou do presente Acordo antes da transmissão. Dentre tais obrigações devem figurar, entre outras, eventuais gastos propostos, e aprovados pelo Comité Operacional, antes de uma Concessionária transmitente notificar as demais Concessionárias da sua transmissão proposta.

D. A transmissária não terá nenhum direito constante ou nos termos do CCPP ou do presente Acordo a menos e até que as aprovações necessárias sejam obtidas do Governo e a transmissária se comprometa expressamente, por escrito, a cumprir com as obrigações do transmitente nos termos do CCPP e do presente Acordo, no tocante ao Interesse Participativo a ser transmitido, para a satisfação das Concessionárias, e forneça eventuais garantias exigidas pela legislação de Petróleo aplicável, pelo Governo ou o CCPP.

E. A transmissária não terá direitos constantes e nos termos do CCPP ou do presente Acordo a menos que cada Concessionária tenha dado o seu consentimento, por escrito, a tal transmissão, sendo que tal consentimento não deve ser negado sem razão.

F. Nenhum aspecto deste Artigo impedirá uma Concessionária de hipotecar, empenhar, debitar ou de alguma outra forma comprometer a totalidade ou parte do seu interesse no CCPP ou na Área do Contrato de Concessão e nos termos do presente Acordo para a obtenção de uma caução relacionada com o financiamento, sendo que:

1) tal Concessionária deve continuar responsável por todas as obrigações relacionadas com tal interesse;

2) o compromisso deve estar sujeito à aprovação eventualmente necessária do Governo e expressamente subordinado aos direitos das demais Concessionárias nos termos do presente Acordo; e

3) tal Concessionária assegurará que qualquer hipoteca, penhor, débito ou compromisso seja expressamente sem prejuízo ao disposto no presente Acordo.

G. Qualquer transmissão directa ou indirecta da totalidade ou de parte do Interesse Participativo, que não com ou para uma Empresa Afiliada, deve estar sujeito ao seguinte procedimento:

1) Quando a Concessionária transmitente e uma proposta transmissária, sendo terceiros ou uma Concessionária chegarem a um acordo final sobre os termos e as condições da transmissão, estes devem ser comunicados em detalhe a todas as Concessionárias numa notificação por escrito da transmitente. Cada Concessionária tem o direito de adquirir o Interesse Participativo da transmitente nos mesmos termos e condições aceites pela proposta transmissária se, dentro de trinta (30) dias da notificação por escrito da transmitente, tal Concessionária entregar a todas as demais Concessionárias uma contra notificação de que aceita os termos e condições acordados para a transmissão sem reservas nem condições. Se nenhuma Concessionária entregar tal contra notificação, a transmissão à proposta transmissária pode ser realizada, sem prejuízo das demais disposições do presente Artigo, sob termos e condições não mais favoráveis à transmissária do que os estabelecidos na notificação às Concessionárias, sendo que a transmissão deve ser concluída em cento e oitenta (180) dias a contar da data da notificação, mais qualquer período adicional que seja necessário para a obtenção das aprovações do Governo. Nenhuma Concessionária tem o direito, ao abrigo do presente Artigo 13.1 (G), de adquirir qualquer activo que não um Interesse Participativo, nem será exigido de qualquer Concessionária que adquira qualquer activo que não um Interesse Participativo, mesmo se outras propriedades estiverem envolvidas na transmissão.

2) Se mais de uma Concessionária fizer a contra notificação de intenção de adquirir o Interesse Participativo objecto da transmissão proposta, cada Concessionária deve

adquirir uma proporção do Interesse Participativo a ser transmitido, equivalente ao rácio do seu próprio Interesse Participativo em relação ao total dos Interesses Participativos de todas as Concessionária contra notificadoras, salvo se estas chegarem a outro acordo.

3) Caso a proposta de uma Concessionária para a transmissão da totalidade ou parte do seu Interesse Participativo envolva compensações em espécie ou outras propriedades incluídas numa operação mais ampla (acordo global), a transmitente deverá atribuir à compensação a ser paga exclusivamente pelo Interesse Participativo um valor monetário razoável e justificável em qualquer notificação às demais Concessionárias. As demais Concessionárias poderão atender aos requisitos do presente Artigo ao concordar em pagar tal valor monetário em vez da compensação a ser paga nos termos da oferta de terceiros.

H. As seguintes operações devem ser excluídas das disposições do presente Artigo 13 no tocante a uma cessão:

1) em resultado de uma Notificação de Cessão feita a um Participante Inadimplente, nos termos deste Acordo; ou

2) a uma Empresa Afiliada; ou

3) por conta de uma mudança no controlo da empresa-mãe final da transmitente como resultado de uma fusão ou consolidação ou de outra operação empresarial que envolva a empresa-mãe.

13.2 Direitos

Cada Concessionária tem o direito, sem prejuízo das disposições da legislação aplicável, do CCPP e do presente Artigo, à transmissão dos seus Interesses Participativos a uma Empresa Afiliada. As Concessionárias concordam que as disposições do presente Artigo 13 e das disposições do CCPP relativas a transmissão e cessão aplicar-se-ão: (i) no caso de uma transmissão de acções emitidas, quotas de acções ou direitos de voto de qualquer Concessionária, a qual possa resultar na desvinculação da Concessionária como Empresa Afiliada da sua empresa-mãe; ou (ii) quando uma transmissão de acções emitidas, quotas de acções ou direitos de voto ou de um Interesse Participativo é realizada por qualquer Concessionária a uma Empresa Afiliada e a transmissária posteriormente deixa de ser uma Empresa Afiliada da sua empresa-mãe.

Artigo 14
(Renúncia do Acordo de Operações Conjuntas)

14.1 Direito de Renúncia

A. Sem prejuízo das disposições do presente Artigo e do CCPP, qualquer Concessionária não inadimplente pode, ao seu critério, desistir do presente Acordo e do CCPP mediante notificação a todas as demais Concessionárias sobre a sua decisão de desistir. Tal notificação deve ser incondicional e irrevogável quando feita, salvo conforme disposto no Artigo 14.7. A Concessionária não pode desistir deste Acordo e do CCPP antes que as obrigações do trabalho de Pesquisa foram realizadas de forma satisfatória para o INP. No caso de um Plano de Desenvolvimento ter sido submetido para aprovação ao Governo, a Concessionária não pode desistir deste Acordo e o CCPP antes que tal Plano de Desenvolvimento aprovado tem sido implementado.

B. A data efectiva de desistência de uma Concessionária renunciante será o fim do mês civil seguinte ao mês civil em que é realizada a notificação de desistência, sendo que, se todas as Concessionárias optarem pela desistência, a data efectiva de desistência para cada Concessionária será a data determinada no Artigo 14.9.

14.2 Renuncia Parcial ou Total

A. Dentro de trinta (30) dias a contar da recepção da notificação de cada Concessionária renunciante, cada uma das demais Concessionárias podem realizar a notificação do seu desejo de desistir do presente Acordo e do CCPP. Se todas as Concessionárias realizarem a notificação de renunciante, as Concessionárias devem proceder ao terminar as Operações Petrolíferas, Desmobilizar as Infraestruturas nos termos do Plano de Desmobilização aprovado se aplicável e abandonar a Área do Contrato de Concessão e à rescisão do CCPP e do presente Acordo. Se nem todas as Concessionárias realizarem tal notificação de renunciante, as Concessionárias renunciantes devem tomar todas as

medidas para desistir do CCPP e do presente Acordo na primeira data possível, bem como assinar e entregar todos os instrumentos e documentos necessários para ceder o seu Interesse Participativo às Concessionárias não renunciante, sem nenhuma remuneração de qualquer espécie, em conformidade com as disposições do Artigo 14.6.

14.3 Direitos da Concessionária Renunciante

A Concessionária renunciante tem o direito de receber a sua Quota-parte produzida até à data em que a sua renunciante produzir efeitos. Até à data em que a renúncia produzir efeitos, a Concessionária renunciante terá o direito de receber todas as informações a que a Concessionária tem normalmente direito nos termos do presente Acordo. Após efectuar a notificação da renúncia, a Concessionária deve deixar de poder votar em qualquer assunto trazidos ao Comité Operacional, salvo aqueles relativamente aos quais tal Concessionária tenha responsabilidade financeira.

14.4 Obrigações e Responsabilidades da Concessionária Renunciante

A. Uma Concessionária renunciante, após a sua notificação de renúncia, continua responsável apenas pela sua respectiva parcela do seguinte:

1) os custos das Operações Petrolíferas Conjuntas, bem como das Operações Petrolíferas Exclusivas das quais tenha concordado em participar, que tenham sido aprovados pelo Comité Operacional ou pelas Concessionárias Consentidoras como parte de um programa e orçamento de trabalho (incluindo um programa e orçamento de trabalho plurianual nos termos do Artigo 7.5) ou de uma AdD antes da notificação de desistência da Concessionária, independentemente de quando tenham sido incorridos;

2) qualquer compromisso de trabalho de Pesquisa para o período ou fase corrente do CCPP e para o período ou fase subsequente, o qual tenha sido aprovado nos termos do Artigo 12.2antes da notificação de desistência;

3) os custos descritos nos Artigos 5.2 (B) (13) e 14.5, relacionados com uma emergência ocorrida antes da data efectiva da desistência de uma Concessionária, independentemente de quando tenham sido incorridos;

4) todas as demais obrigações e passivos das Concessionárias, no tocante a actos ou omissões nos termos do presente Acordo, ocorridos antes da data da desistência da Concessionária e pelos quais a Concessionária teria sido responsável caso não tivesse desistido do presente Acordo; e

As obrigações e as responsabilidades pelas quais uma Concessionária renunciante continuar responsável deve incluir especificamente a sua parcela de quaisquer custos de obturação e abandono de Poços ou partes de Poços dos quais tenha participado (ou com cuja parcela do custos tenha sido obrigada a arcar segundo o Artigo 14.4 (A) (1)) na medida em que tais custos de obturação e abandono sejam devidos pelas Concessionárias nos termos do CCPP. Eventuais hipotecas, penhores, débitos ou outros compromissos vinculados ao Interesse Participativo da Concessionária renunciante antes da desistência da Concessionária devem ser plenamente satisfeitos ou extintos, às custas da Concessionária renunciante, antes da sua renúncia. A renúncia de uma Concessionária não a isentará da sua responsabilidade perante as Concessionárias não renunciantes no que respeita quaisquer obrigações ou responsabilidades atribuíveis à Concessionária renunciante nos termos do presente Artigo meramente por não serem identificados ou identificáveis na ocasião da renúncia.

B. Não obstante o disposto acima, uma Concessionária não será responsável por quaisquer operações ou custos quando tiver votado contra estes (excepto as operações e despesas descritos no Artigo 14.4 (A) (2) ou Artigo 14.4 (A) (3)), caso envie a notificação da sua renúncia no prazo de cinco (5) dias (ou dentro de vinte e quatro (24) horas nos casos de questões operacionais urgentes) após a votação do Comité Operacional que aprovou a operação ou despesa. Da mesma forma, uma Concessionária que vote contra a celebração ou prorrogação voluntária de um Período de Pesquisa, um subperíodo de Pesquisa ou Período de Desenvolvimento e Produção, ou de qualquer fase do CCPP, ou a prorrogação voluntária do CCPP, não será responsável pelo respectivo compromisso de trabalho de Pesquisa caso envie a notificação da sua renúncia dentro de trinta (30) dias após a votação nos termos do Artigo 12.2.

14.5 Emergência

Se um Poço ficar fora de controlo ou ocorrer um incêndio, erupção, sabotagem ou outra emergência antes da data efectiva da renúncia de uma Concessionária, a Concessionária renunciante deve continuar responsável pela sua parcela dos custos da emergência, proporcionalmente ao seu Interesse Participativo, independentemente de quando tenham sido incorridos.

14.6 Cessão

Uma Concessionária renunciante deve ceder o seu Interesse Participativo sem ónus a cada uma das Concessionárias não renunciante na proporção dos respectivos Interesses Participativos (antes da renúncia) em relação ao total dos Interesses Participativos de todas as Concessionárias não renunciantes (antes da renúncia), a menos que as Concessionárias não renunciante cheguem a outro acordo. As despesas associadas à renúncia e às cessões são da responsabilidade da Concessionária renunciante.

14.7 Aprovações

A Concessionária renunciante deve aderir imediatamente às medidas necessárias ou desejáveis que forem tomadas para a obtenção de quaisquer aprovações do Governo em conexão com a desistência e as cessões. As Concessionárias não renunciantes devem envidar esforços razoáveis para auxiliar a Concessionária renunciante na obtenção de tais aprovações. As eventuais multas ou despesas incorridas pelas Concessionárias em conexão com tal renúncia são da responsabilidade da Concessionária desistente.

14.8 Caução

A Concessionária renunciante do presente Acordo e do CCPP nos termos deste Artigo deve apresentar uma Caução satisfatória para as demais Concessionárias para o cumprimento de eventuais obrigações ou responsabilidades pelos quais a Concessionária renunciante continua responsável nos termos previstos do Artigo 14.4, mas que vencerem após a sua renúncia.

14.9 Renúncia por todas as Concessionárias

Caso todas as Concessionárias decidam desistir do CCPP e deste Acordo, as Concessionárias devem confirmar que continuarão obrigadas pelos termos e condições do presente Acordo durante todo o período necessário para a liquidação dos negócios das Concessionárias com o Governo, para atender às eventuais exigências da legislação aplicável e para facilitar a venda, a disposição ou o abandono das propriedades ou dos interesses detidos na Conta Conjunta, tudo nos termos previstos do Artigo 2 deste Acordo sobre data efectiva e duração.

Artigo 15
Relação Entre as Concessionárias e Impostos

15.1 Relação das Concessionárias

O presente Acordo não é considerado nem interpretado como uma autorização para qualquer Concessionária actuar como agente, empregado ou funcionário de qualquer outra Concessionária, qualquer que seja a finalidade, salvo quando explicitamente previsto no presente Acordo. As Concessionárias não são consideradas fiduciárias nas suas relações entre si nos termos do presente Acordo, salvo quando expressamente previsto no presente Acordo.

15.2 Impostos

Cada Concessionária é responsável pela declaração e liquidação dos seus próprios impostos calculados com base nos lucros ou rendimentos da Concessionária e pelo cumprimento da sua respectiva parcela de todas as obrigações nos termos do CCPP e do presente Acordo. As Concessionárias devem proteger, defender e manter indemnizações de cada uma das demais Concessionárias contra todas e quaisquer perdas, custos ou passivos que decorrerem caso a Concessionária indemnizadora deixe de declarar e liquidar tais impostos ou de cumprir tais obrigações. As Concessionárias estabeleceram que todos os rendimentos e benefícios fiscais (incluindo deduções, depreciação, créditos e capitalização) relacionados com as despesas realizados pelas Concessionárias nos termos do presente instrumento serão distribuídos pelas autoridades fiscais do Governo de Moçambique às Concessionárias com base na respectiva parcela de cada rubrica tributária efectivamente recebida ou coberta por cada Concessionária. Caso tal distribuição não seja

realizada em virtude da aplicação da legislação Moçambicana aplicável ou de outra medida governamental, as Concessionárias tentarão adoptar arranjos mutuamente aceitáveis que lhes permitam alcançar os resultados financeiros pretendidos. O Operador apresentará informações a cada Concessionária, de forma oportuna e às custas exclusivas da Concessionária, relativamente às Operações Petrolíferas Conjuntas, as quais as Concessionárias possam razoavelmente solicitar para a elaboração das suas declarações de impostos ou em atendimento a qualquer auditoria ou outro processo de natureza tributária.

15.3 Relação entre as Concessionárias

Não obstante as disposições da legislação Moçambicana aplicável, os direitos, deveres, obrigações e responsabilidades das Concessionárias devem ser separados e não conjuntos nem colectivos, e cada Concessionária é responsável apenas pelas suas obrigações estabelecidas aqui, sendo que as Concessionárias têm o objectivo e a intenção expressa de que o presente Acordo não seja interpretado como criador de uma relação de sociedade ou associação com fins lucrativos entre as Concessionárias. Não obstante o disposto acima, se o presente Acordo e as respectivas Operações Petrolíferas Conjuntas forem consideradas uma sociedade no contexto dos impostos cada Concessionária aqui opta por se excluir da aplicação de [inserir referência.] [….insira nome do Operador….] está autorizada e é orientada a celebrar, em nome de cada Concessionária, os comprovantes desta opção que forem exigidos [inserir referência.....]incluindo especificamente, entre outros, todos os formulários e declarações exigidas [inserir referência.....]. Nenhuma Concessionária realiza quaisquer notificações nem toma outras medidas que sejam incompatíveis com a opção feita aqui. Ao fazer a opção acima disposta, cada Concessionária declara que os rendimentos derivados pela Concessionária com as Operações Petrolíferas Conjuntas objecto deste podem ser adequadamente determinados sem o cálculo dos rendimentos da sociedade.

Artigo 16
(Informações Sobre o Empreendimento – Confidencialidade – Propriedade Intelectual)

16.1 Informações do Empreendimento

A. Cada Concessionária pode utilizar todas as informações recebidas nos termos do Artigo 5.5 (A), doravante designada como as "Informações do Empreendimento", sem a aprovação de qualquer outra Concessionária, sem prejuízo das eventuais restrições e limitações aplicáveis e previstas no presente Artigo 16, no Acordo e no CCPP. Para efeitos do presente Artigo 16, o direito de utilizar implica o direito de copiar e elaborar trabalhos derivativos, sujeito apenas a eventuais acordos aplicáveis de licenciamento de dados

B. Cada Concessionária poderá, sujeito a eventuais restrições e limitações aplicáveis previstas no CCPP, estender o direito de utilizar as Informações do Empreendimento a cada uma das suas Empresas- Afiliadas que estejam obrigadas por termos não menos restritivos do que os deste Artigo 16.

C. Para adquirir ou desenvolver Informações do Empreendimento com base em termos diferentes dos especificados neste Artigo 15, será necessária a aprovação do Comité Operacional. A solicitação de aprovação apresentada por uma Concessionária deverá ser acompanhada por uma descrição das Informações do Empreendimento e por um resumo das restrições da sua utilização e divulgação que se aplicariam a estas, sendo que as Concessionárias estarão obrigadas a envidar todos os esforços razoáveis para negociar direitos de utilização que não sejam menos restritivos do que os especificados neste Artigo.

D. Todas as Informações do Empreendimento recebidas por uma Concessionária nos termos do presente Acordo são recebidas "por sua própria conta e risco", sem garantias expressas ou implícitas de qualquer natureza. Qualquer utilização de tais Informações do Empreendimento por uma Concessionária é ao próprio risco de tal Concessionária.

16.2 Confidencialidade

A. Sem prejuízo das disposições da legislação aplicável, no CCPP e do presente Artigo, as Concessionárias confirmam que todas as informações relacionadas com as Operações Petrolíferas Conjuntas ou as Operações Petrolíferas Exclusivas são consideradas

confidenciais e mantidas em sigilo, para não serem divulgadas durante a vigência do CCPP a qualquer Pessoa que não seja uma Concessionária participante do presente Acordo, excepto:

1) uma Empresa Afiliada segundo o Artigo 16.1 (B);
2) um organismo ou outra entidade governamental, quando assim estipulado na legislação aplicável ou no CCPP;
3) na medida em que se exija o fornecimento de tais informações para o cumprimento da legislação aplicável ou segundo quaisquer procedimentos legais ou em virtude de qualquer mandado de qualquer tribunal com jurisdição sobre uma Concessionária;
4) os advogados potencial ou efectivamente contratados por qualquer Concessionária, quando a divulgação de tais informações seja essencial para o trabalho do advogado em prol da Concessionária;
5) as Concessionárias potenciais ou efectivas e a consultores contratados por qualquer Concessionária, quando a divulgação de tais informações seja essencial para o trabalho de tal Concessionária ou consultor em prol da Concessionária;
6) a uma potencial e fidedigna transmissária do Interesse Participativo de uma Concessionária, na medida em que seja apropriado para que se faça a avaliação de tal Interesse Participativo (incluindo uma entidade com a qual uma Concessionária e/ou as suas Empresas Afiliadas estejam a realizar negociações em boa fé com o objectivo de concretizar uma fusão, consolidação ou a venda de uma parcela maioritária das suas acções ou das acções de uma Empresa Afiliada);
7) a um banco ou outra instituição financeira, na medida em que seja apropriado para uma Concessionária obter financiamentos;
8) na medida em que tais informações tenham de ser divulgadas por força de quaisquer regras ou exigências de qualquer governo ou bolsa de valores com jurisdição sobre tal Concessionária ou as suas Empresas Afiliadas; sendo que, se qualquer Concessionária quiser divulgar as informações num relatório anual ou periódico aos seus acionista ou aos das suas Empresas Afiliadas e ao público e tal divulgação não seja uma exigência segundo as regras ou exigências de qualquer governo ou bolsa de valores, tal Concessionária deverá observar o disposto no Artigo 20.3;
9) aos seus respectivos funcionários para os fins das Operações Petrolíferas Conjuntas ou das Operações Petrolíferas Exclusivas, conforme for o caso, exigindo-se que cada Concessionária tome as precauções de praxe para assegurar o sigilo das informações; e
10) quaisquer informações que se tornem parte do domínio público sem ser por culpa de uma Concessionária.

B. A divulgação segundo os Artigos 16.2 (A) (5), (6) e (7) não deverá ser feita sem que a Concessionária divulgadora obtenha, antes da divulgação, um compromisso por escrito da parte recebedora, de manter as informações em rigoroso sigilo por um período não inferior a cinco (5) anos e de utilizar as informações exclusivamente para o fim descrito nos Artigos 16.2 (A) (5), (6) e (7), conforme for o caso, no tocante à Concessionária divulgadora.

16.3 Propriedade Intelectual

A. Sem prejuízo dos artigos 16.3 (C) e 16.5 e salvo disposições em contrário no CCPP, todos os direitos de propriedade intelectual desenvolvida pela Conta Conjunta nas Informações do Empreendimento constituirão Propriedade Conjunta. Cada Concessionária e as suas Empresas Afiliadas têm o direito de utilizar todos os direitos de propriedade intelectual nas suas próprias operações (incluindo as operações conjuntas ou o mecanismo de partilha da produção dos quais a Concessionária ou as suas Empresas Afiliadas tenham titularidade ou participação accionária) sem a aprovação de qualquer outra Concessionária. As decisões relativas à obtenção, manutenção e licenciamento de tais direitos de propriedade intelectual são tomadas pelo Comité Operacional, e os respectivos custos serão para a Conta Conjunta. Com o consentimento unânime do Comité Operacional quanto à titularidade, aos direitos de licenciamento e à distribuição dos rendimentos, a titularidade dos direitos de propriedade intelectual das Informações do Empreendimento pode ser cedida ao Operador ou a uma Concessionária. Contudo, quando informações confidenciais e propriedade intelectual foram patenteadas ou são o objecto

de um pedido pendente de patente solicitada por uma Concessionária ou uma Empresa Afiliada, e utilizadas para o benefício da Conta Conjunta na Propriedade Conjunta, tal propriedade intelectual e tais informações confidenciais continuam a ser de propriedade dessa Concessionária. As Concessionárias celebrarão os acordos apropriados antes de utilizar tais informações confidenciais e propriedade intelectual patenteadas.

B. Não se considerará nenhum aspecto do presente Acordo como uma exigência para que uma Concessionária: (i) divulgue tecnologia própria a qualquer das restantes Concessionárias; ou (ii) conceda uma licença ou outros direitos ao abrigo dos direitos de propriedade intelectual de titularidade ou sob o controlo da Concessionária a qualquer das demais Concessionárias.

C. Se, no decorrer das actividades debitadas à Conta Conjunta, uma Concessionária ou uma Empresa Afiliada de uma Concessionária criar ou conceber quaisquer invenções, descobertas ou aperfeiçoamentos directamente relacionadas com ou baseadas em tecnologia própria da Concessionária ou das suas Empresas Afiliadas, todos os direitos de propriedade intelectual a tais invenções, descobertas ou aperfeiçoamentos pertencerão exclusivamente em tal Concessionária e as restantes Concessionárias terão uma licença perpétua, isenta de royalties e irrevogável para a utilização das invenções, descobertas ou aperfeiçoamentos, mas apenas em conexão com as Operações Petrolíferas Conjuntas.

D. Salvo o disposto no Artigo 5.7 (B), todos os custos e despesas incorridos na defesa, resolução ou qualquer outro tratamento dado a qualquer reclamação baseada na violação efectiva ou alegada de qualquer direito de propriedade intelectual correrão por conta das Operações Petrolíferas da qual decorreu a reclamação, quer sejam Operações Petrolíferas Conjuntas quer Operações Petrolíferas Exclusivas.

16.4 Subsistência das Obrigações

Qualquer Concessionária que deixe de ser titular de um Interesse Participativo durante o termo do presente Acordo continua, mesmo assim, vinculada às obrigações de confidencialidade estipuladas no Artigo 16.2, sendo que quaisquer disputas nesse sentido são resolvidas nos termos do Artigo 19.2.

16.5 Troca de Dados

A Concessionária pode, sujeito a aprovação do INP e do Comité Operacional, negociar a troca de dados e outras informações resultantes das Operações Petrolíferas para o benefício das Concessionárias, fornecendo quaisquer dados assim obtidos a todas as Concessionárias participantes do custo dos dados negociados. O Operador obterá de qualquer parte independente da negociação o compromisso de preservar a confidencialidade dos dados negociados.

Artigo 17
Força Maior

Se, por motivos de Força Maior, qualquer Concessionária ficar total ou parcialmente incapaz de cumprir com as suas obrigações nos termos do presente Acordo, excluindo a obrigação de pagar eventuais valores devidos ou de apresentar Caução, as obrigações da Concessionária que fizer tal notificação, quando e na medida em que as obrigações sejam afectadas pela situação de Força Maior, devem ser suspensas durante o período de incapacitação assim causada e posteriormente por um período razoável para que a Concessionária retorne às mesmas condições vigentes antes da situação de Força Maior, mas não por um período mais prolongado.

A Concessionária que reivindicar um motivo de Força Maior deverá notificar as restantes Concessionárias sobre a situação de Força Maior num prazo razoável após a ocorrência do respectivo evento e manter todas as Concessionárias informadas sobre todos os progressos significativos. Tal notificação deve conter detalhes razoavelmente completos sobre a situação de Força Maior e também estimar o tempo de que a Concessionária provavelmente precisará para remediar a situação de Força Maior. A Concessionária afectada deve utilizar-se de toda a diligência razoável para remover ou ultrapassar a situação de Força Maior com a maior rapidez possível, de forma económica, mas não será obrigada a transigir nenhuma disputa laboral em termos que não lhe sejam aceitáveis,

sendo que todas as disputas dessa natureza devem ser enfrentadas a critério exclusivo da Concessionária afectada.

Para efeitos do presente Acordo, "Força Maior" tem o mesmo significado definido no CCPP.

Artigo 18
(Notificações)

18.1 Todas as notificações, facturas e outras comunicações nos termos do presente Acordo considerar-se-ão como tendo sido adequadamente efectuadas ou apresentadas se formuladas por escrito e entregues pessoalmente ou por correio expresso, ou enviadas por fax e confirmadas por correio expresso, para os endereços abaixo indicados tendo os portes associados à respectiva entrega dessas notificações, facturas e outras comunicações sido pagos pelo remetente.

18.2 Todas as notificações serão endereçadas às respectivas Concessionárias, conforme o caso, como se segue:

ENH
À atenção de: […] – Presidente

Endereço: :Av. 25 de Setembro, n° 270
Times Square, Bloco 1, 2° andar
CP 4787 Maputo, Moçambique

Telefone : 258 21 429456, 258 21 429467
Fax : 258 21 324808

[…]
À atenção de: […] - Administrador

Endereço: : […]
Maputo, Moçambique
Telefone : 258 […]
Fax : 258 […]

18.3 Sem prejuízo do disposto, cada Concessionária participantes do presente instrumento pode substituir ou alterar o endereço atrás indicado através de comunicação escrita às demais.

18.4 As Concessionárias mantem permanentemente um endereço em Maputo para efeitos de recepção de notificações.

Artigo 19
(Legislação Aplicável – Resolução de Disputas)

19.1 Legislação Aplicável

Este Acordo rege-se e é interpretado de acordo com as Leis da República de Moçambique.

19.2 Resolução de Disputas

A. Qualquer disputa decorrente do presente Acordo ou com ele relacionada (doravante designada a "Disputa") deve ser resolvida em conformidade com os procedimentos de resolução de disputas previstos no presente Acordo, salvo quando acordado em contrário, por escrito, pelas Concessionárias. Uma Concessionária pode iniciar o processo de resolução de disputas ao abrigo do presente Acordo mediante a notificação por escrito das demais Concessionárias sobre uma Disputa nos termos do Artigo 18 (doravante designada a "Notificação de Disputa"). A Notificação de Disputa deve mencionar as Concessionárias envolvidas na Disputa, a natureza da Disputa e a compensação solicitada. Dentro de trinta (30) dias a contar da recepção da Notificação de Disputa, os quadros seniores das Concessionárias com autoridade para resolver a Disputa devem reunir-se em Genebra, na

Suíça, para tentar alcançar uma resolução consensual para a totalidade ou parte da Disputa.

B. Se, por qualquer motivo, a Disputa não tiver sido resolvida com um acordo por escrito no prazo de trinta (30) dias a contar da recepção da Notificação de Disputa, a Disputa (salvo qualquer questão encaminhada a um perito único conforme previsto no Artigo 19.2.J) deve ser apresentada [...XYZ.....](a "Convenção"). Estipula-se aqui que a operação à qual se refere o presente Acordo é um investimento.

C. A ENH é designada ao Centro pelo Governo, em conformidade com o Artigo [.....] (1) da Convenção. Mediante […..insira citação do instrumento que expressa a sua aprovação….], o Governo deu a sua aprovação a este consentimento para arbitragem em conformidade com o Artigo 25(3) da Convenção.

D. Se a Disputa não for entre […….] (e quaisquer outras Concessionárias que sejam da nacionalidade de um Estado Contratante diferente de Mozambique), num lado, e a ENH, no outro lado, ou se, por qualquer motivo, o Centro se recusar a registar uma solicitação de arbitragem ou um tribunal arbitral formado em conformidade com as Regras de Arbitragem [.....] é resolvida por arbitragem em conformidade com as Regras de Arbitragem do UNCITRAL. A autoridade nomeadora será o Secretário-Geral do Centro.

E. O local de qualquer arbitragem nos termos destas disposições será Genebra, na Suíça, o direito substantivo da arbitragem são as Leis de Moçambique, e o idioma da arbitragem será o inglês. Se, por qualquer motivo, um tribunal arbitral do [….] recusar-se a aprovar Genebra como o local da arbitragem, este será, nesse caso, o Tribunal Permanente de Arbitragem em Haia.

F. Tanto quanto praticável, as Concessionárias continuarão a implementar os termos do presente Acordo de Operações Conjuntas, não obstante o início dos procedimentos de arbitragem e quaisquer disputas pendentes.

G. Nem o árbitro nem o Presidente do tribunal de arbitragem, conforme for o caso, deverá ser da mesma nacionalidade de qualquer Concessionária.

H. As disposições previstas neste Artigo 19.2 subsistirão à rescisão do presente Acordo.

I. Qualquer adjudicação ou decisão, incluindo uma adjudicação ou decisão interina, emitida nos procedimentos de arbitragem segundo este Artigo 19.2, será vinculativa para as Concessionárias e a respectiva sentença poderá ser lavrada em qualquer tribunal com a devida competência. A ENH confirma que o presente Artigo 19.2.I constitui uma renúncia explícita à imunidade soberana da ENH contra a validade e aplicação de qualquer adjudicação ou decisão ou de qualquer sentença relativa à disputa.

J. As Concessionárias poderão concordar que uma questão em disputa, de natureza técnica e que não envolva a interpretação das leis ou a aplicação do presente Acordo (ou no tocante a qualquer questão que as Concessionárias possam concordar em encaminhar a disputa a terceiros), seja encaminhada a terceiros por uma Concessionária mediante notificação sobre tal efeito segundo o Artigo 18. Tal notificação deverá conter uma declaração descritiva da disputa e todas as informações relevantes a ela associadas. Um perito único será uma pessoa independente e imparcial, de renome internacional e com qualificações e experiência relevantes, e não da mesma nacionalidade de qualquer Concessionária, a ser nomeado segundo o acordo mútuo das Concessionárias. Qualquer perito único nomeado actuará como um perito e não como um árbitro ou mediador e será instruído a concentrar-se na resolução da disputa a ele encaminhada, num prazo de trinta (30) dias e nunca superior a sessenta (60) dias a contar da sua nomeação. Aquando da selecção do perito único, a Concessionária que recebeu a notificação de encaminhamento acima deverá apresentar a sua própria declaração com todas as informações que considerar relevantes no tocante à questão em disputa. A decisão do perito único será final e vinculativa, não sendo passível de qualquer recurso, salvo no caso de fraude, corrupção ou parcialidade óbvia. Se as Concessionárias não conseguirem chegar a um acordo sobre a nomeação de um perito único no prazo de vinte (20) dias a contar da recepção, por uma Concessionária, da notificação de encaminhamento prevista neste Artigo, o perito único é seleccionado pelo Centro Internacional de Perícia da Câmara de Comércio Internacional e o indivíduo assim seleccionado será nomeado pelas Concessionárias.

K. O perito único deve decidir qual o processo a adoptar na tomada de decisão, incluindo se as Concessionárias devem apresentar requerimentos e alegações por escrito ou oralmente, e as Concessionárias devem colaborar com o perito único e disponibilizar toda a documentação e informação que o perito possa solicitar. Toda a correspondência, documentação e informação disponibilizada por uma Concessionária ao perito único deve ser também enviada à outra Concessionária e quaisquer requerimentos orais efectuados perante o perito único devem ser realizados na presença de todas as Concessionárias, e cada Concessionária terá o direito de resposta. O perito único pode obter qualquer opinião profissional ou técnica independente que considere necessária. A versão inglesa deste Acordo, assinada pelas Concessionárias, deve ser utilizada como tradução oficial em qualquer decisão tomada pelo perito único. Os honorários e as despesas de um perito único nomeado segundo o disposto no Artigo 19.2. J são pagos igualmente pelas Concessionárias.

L. As Concessionárias concordam por este meio em não exercer qualquer direito de abrir processos para reverter qualquer adjudicação arbitral interina ou final feita segundo este Artigo 19.2, sendo que nenhum aspecto deste Artigo 19.2.L deve ser lido ou interpretado como uma imposição de qualquer limite ou restrição ao direito de qualquer das Concessionárias de procurar a anulação de qualquer adjudicação arbitral interina ou final: (a) emitida por um tribunal arbitral do CIADI ao abrigo dos fundamentos limitados e em conformidade com os procedimentos previstos no Artigo 62 da Convenção; ou (b) emitida por um tribunal arbitral segundo as Regras de Arbitragem do UNCITRAL, ao abrigo dos fundamentos limitados e em conformidade com os procedimentos previstos na lei de arbitragem em vigor no local da arbitragem.

Artigo 20
(Atribuição do Petróleo de Custo e do Petróleo-Lucro)

20.1 Atribuição da Produção Total

A. A quantidade total de Petróleo Produzido e medido segundo o CCPP no Ponto de Entrega conforme determinado no Plano de Desenvolvimento aprovado de cada Área de Desenvolvimento e Produção e à qual as Concessionárias têm o direito colectivo nos termos da legislação aplicável e do CCPP deve ser composta de Petróleo de Custo e Petróleo-Lucro em conformidade com as disposições da legislação aplicável e do CCPP.

B. O Operador deve elaborar e o Comité Operacional deve aprovar os procedimentos para a distribuição do Petróleo de Custo e do Petróleo-Lucro durante cada Trimestre Civil, entre as Áreas de Desenvolvimento e Produção individuais, com base nos princípios abaixo.

1) O Petróleo de Custo e o Petróleo-Lucro deverão ser distribuídos primeiramente às Áreas de Desenvolvimento e Produção com base no princípio de que uma operação iniciada primeiro não deverá ser de nenhuma forma favorecida nem prejudicada com a criação posterior de quaisquer Áreas de Desenvolvimento e Produção, quer estas constituam Operações Petrolíferas Exclusivas quer Operações Petrolíferas Conjuntas.

2) Todas as distribuições feitas segundo este Artigo deverão incluir ajustamentos para reflectir as diferenças no valor criadas quando se produzem qualidades diferentes de Petróleo.

20.2 Distribuição de Petróleo às Concessionárias

O Petróleo de Custo e o Petróleo-Lucro distribuídos às Áreas de Desenvolvimento e Produção segundo o Artigo 20.1 devem ser distribuídos às Concessionárias na proporção dos seus pagamentos feitos, que sejam custos ressarcíeis segundo o CCPP em cada Área de Desenvolvimento e Produção. Não obstante qualquer disposição em contrário neste Artigo e na medida em que se permite nos termos do CCPP, o Petróleo de Custo não atribuível especificamente a uma Área de Desenvolvimento e Produção, se houver, deverá ser distribuído às Concessionárias na proporção das suas respectivas participações nas operações subjacentes a tal Petróleo de Custo, ficando estabelecido, contudo, que os direitos de uma Concessionária ao Petróleo de Custo ou ao Petróleo-Lucro de uma Área de Desenvolvimento e Produção da qual seja participante não devem ser prejudicados pelos direitos de nenhuma outra Concessionária de recuperar Petróleo de Custo que não seja especificamente atribuível a tal Área de Desenvolvimento e Produção.

20.3 Utilização de Estimativas

A distribuição inicial de Petróleo segundo este Artigo devem basear-se nas estimativas fornecidas pelo Operador nos termos do Artigo 10, com os ajustes correspondentes aos números efectivos a serem realizados em espécie no prazo de quarenta e cinco (45) dias a contar do término do Trimestre Civil e em qualquer data posterior, quando os ajustamentos têm de ser realizados com o Governo nos termos da legislação aplicável e do CCPP.

20.4 Princípios

Não obstante o caso de o Comité Operacional não aprovar nenhum procedimento de distribuição em conformidade com o Artigo 20.1, as Concessionárias estarão obrigadas pelos princípios estabelecidos neste Artigo no que respeita à distribuição de Petróleo de Custo e Petróleo-Lucro.

Artigo 21
Disposições Gerais

21.1 Conduta das Concessionárias

A. Cada Concessionária garante que nem ela própria nem qualquer das suas Empresas Afiliadas fez, ofereceu ou autorizou e que não fará, oferecerá ou autorizará, no tocante às questões abrangidas no presente Acordo, qualquer pagamento, doação, promessa ou outra vantagem, directamente ou por intermédio de qualquer outra pessoa singular ou colectiva, a ou para o uso ou benefício de qualquer autoridade pública (isto é, qualquer ocupante de um cargo legislativo, administrativo ou judicial, incluindo qualquer pessoa empregada ou a actuar em nome de um organismo público, uma empresa estatal ou uma organização pública internacional) ou de qualquer partido político ou qualquer autoridade ou candidato eleitoral de um partido político, quando tal pagamento, doação, promessa ou vantagem constituiria uma transgressão: (i) legislação moçambicana aplicáveis; (ii) leis do país onde foi constituída da Concessionária ou da empresa-mãe final da Concessionária e do principal local de actuação comercial da empresa-mãe final; ou (iii) dos princípios descritos na Convenção sobre o Combate ao Suborno de Autoridades Públicas Estrangeiras em Operações Comerciais Internacionais, celebrada em Paris a 17 de Dezembro de 1997, a qual entrou em vigor a 15 de Fevereiro de 1999, e nos Comentários da Convenção.

B. Cada Concessionária deve defender, manter indemnes e proteger as demais Concessionárias contra todas e quaisquer reclamações, danos, perdas, multas, custos e despesas decorrentes de ou relacionados com qualquer violação de tal garantia por tal primeira Concessionária. Tal obrigação de indemnização subsistirá à rescisão ou extinção do presente Acordo. Cada Concessionária deve, no momento oportuno: (i) responder, com detalhes razoáveis, a qualquer notificação de qualquer outra Concessionária razoavelmente conectada à garantia supramencionada; e (ii) fornecer a corroboração documental aplicável para cada resposta mediante a solicitação da outra Concessionária.

C. Cada Concessionária confirma que: (i) mantém controlos internos adequados; (ii) regista e declara devidamente todas as operações; e (iii) cumpre com a legislação a ela aplicável. Cada Concessionária deve confiar no sistema de controlos internos das demais Concessionárias e na suficiência da completa divulgação dos factos, e no sistema de dados financeiros e de outra natureza respeitantes às Operações Petrolíferas Conjuntas realizadas nos termos do presente Acordo. Nenhuma Concessionária está de nenhuma forma autorizada a tomar qualquer medida em nome de outra Concessionária, a qual resultaria no registo e na declaração inadequada ou imprecisa dos activos, passivos ou outras operações, ou que colocaria tal Concessionária em incumprimento das suas obrigações segundo as legislação aplicável às Operações Petrolíferas conduzidas nos termos do CCPP e do presente Acordo.

21.2 Conflitos de Interesses

A. O Operador compromete-se a evitar qualquer conflito entre os seus próprios interesses (incluindo os interesses das Empresas Afiliadas) e os interesses das demais Concessionárias nos contactos com os fornecedores, clientes e todas as demais pessoas colectivas ou singulares que façam ou queiram fazer negócios com as Concessionárias em conexão com as actividades contempladas nos termos do CCPP e do presente Acordo.

B. As disposições do parágrafo anterior aplicam-se a: (1) o desempenho do Operador, que está em conformidade com a legislação moçambicana, decisões e políticas de conteúdo local do Governo; ou (2) a aquisição, pelo Operador, de produtos ou serviços de uma Empresa Afiliada ou a venda destes a uma Empresa Afiliada, realizada em conformidade com os termos do presente Acordo.

C. Salvo quando acordado em contrário, as Concessionárias e as suas Empresas Afiliadas podem envolver-se ou investir (directa ou indirectamente) na actividades ou negócios, sendo que quaisquer deles podem estar relacionados ou em concorrência com as actividades comerciais contempladas nos termos do presente Acordo, sem ter ou incorrer qualquer obrigação de oferecer qualquer participação em tais actividades comerciais a qualquer Concessionária.

21.3 Anúncios Públicos

A. O Operador é responsável pela elaboração e divulgação de todos os anúncios e declarações ao público a respeito do presente Acordo ou das Operações Petrolíferas Conjuntas; sendo que nenhum anúncio ou declaração ao público será emitido ou feito sem que se tenha fornecido cópias de tal declaração ou anúncio, antes da sua divulgação, a todas as Concessionárias e que se tenha obtido a aprovação de pelo menos duas (2) Concessionárias, que não sejam Empresas Afiliadas do Operador, titulares de pelo menos cinquenta (50%) dos Interesses Participativos não detidos pelo Operador ou pelas suas Empresas Afiliadas. Quando um anúncio ou declaração ao público se torna necessária ou desejável em virtude de algum perigo de perda de vida, dano à propriedade ou poluição como resultado das Operações Petrolíferas nos termos do CCPP e do presente Acordo, o Operador está autorizada a emitir e fazer tal anúncio ou declaração sem a aprovação prévia das Concessionárias, mas deverá imediatamente fornecer uma cópia de tal anúncio ou declaração a todas as Concessionárias.

B. Se uma Concessionária quiser emitir ou fazer qualquer anúncio ou declaração ao público a respeito do presente Acordo ou das Operações Petrolíferas Conjuntas, não deve fazê-lo sem que, antes da divulgação do anúncio ou declaração ao público, tal Concessionária forneça uma cópia de tal anúncio ou declaração a todas as Concessionárias e obtenha a aprovação de pelo menos duas (2) Concessionárias, que não sejam Empresas Afiliadas desta, titulares de pelo menos cinquenta (50%) dos Interesses Participativos não detidos pela Concessionária anunciante ou pelas suas Empresas Afiliadas; ficando estabelecido que, não obstante qualquer falha na obtenção de tal aprovação, nenhuma Concessionária está proibida de emitir ou fazer qualquer anúncio ou declaração ao público, caso seja necessário fazê-lo para cumprir com as leis, regras ou regulamentos aplicáveis de qualquer governo, acção judicial ou bolsa de valores com jurisdição sobre tal Concessionária ou as suas Empresas Afiliadas, conforme disposto no Artigo 16.2.

21.4 Sucessoras e Cessionárias

Sem prejuízo das limitações de transmissão constantes do Artigo 13, o presente Acordo beneficia e obriga as sucessoras e cessionárias das Concessionárias.

21.5 Renúncia

Nenhuma renúncia, por qualquer Concessionária, de qualquer um ou mais inadimplementos de outra Concessionária na execução de qualquer disposição do presente Acordo actuará ou será interpretada como uma renúncia de quaisquer inadimplementos da mesma Concessionária no futuro, quer sejam de natureza similar quer diferente. Salvo quando expressamente previsto no presente Acordo, nenhuma Concessionária será considerada como tendo renunciado, desobrigado ou modificado qualquer dos seus direitos nos termos do presente Acordo, a menos que tal Concessionária tenha expressamente declarado, por escrito, que efectivamente renuncia, desobriga ou modifica tal direito.

21.6 Elaboração Conjunta

Todas as disposições do presente Acordo devem ser interpretadas como tendo sido elaboradas com a participação igual de todas as Concessionárias. Assim, as Concessionárias confirmam e concordam que não se aplicará ao presente Acordo nenhuma regra de interpretação que estipule que a interpretação de um documento deva ser segundo a parte que o elaborou.

21.7 Exclusão de Disposições Inválidas

Caso e por tanto tempo quanto se considere qualquer disposição do presente Acordo como tendo sido julgada inválida por qualquer motivo, tal falta de validade não afecta a validade ou o efeito de qualquer outra disposição do presente Acordo, salvo apenas na medida em que for necessário dar efeito à interpretação de tal falta de validade, sendo que qualquer disposição inválida é considerada excluída do presente Acordo sem afectar a validade do restante do presente Acordo.

21.8 Modificações

Salvo como disposto nos Artigos 12.2 (B) e 21.7, não haverá modificações ao presente Acordo excepto mediante o consentimento, por escrito, de todas as Concessionárias e sujeito a aprovação do Governo.

21.9 Interpretação

A. Os títulos temáticos utilizados no presente Acordo são apenas para fins de conveniência e não devem ser interpretados como se tivessem qualquer significado substantivo ou uma indicação de que a totalidade do disposto no presente Acordo sobre um determinado tema será encontrada em qualquer Artigo específico.

B. Singular e plural. A referência ao singular inclui uma referência ao plural e vice-versa.

C. Género. A referência a qualquer género inclui uma referência a todos os demais géneros.

D. Artigo. Salvo quando disposto em contrário, a referência a qualquer Artigo ou Anexo refere-se a um Artigo ou Anexo do presente Acordo.

21.10 Assinatura das Contrapartes

O presente Acordo é assinado em qualquer número de contrapartes e cada contraparte é considerada um Acordo original para todos os fins; contanto, que nenhuma Concessionária está obrigada pelo presente Acordo a menos e até que todas as Concessionárias tenham assinado uma contraparte. Para efeitos de combinar todas as contrapartes num só documento, o Operador está autorizada a destacar a página de assinatura de uma ou mais contrapartes e, após a respectiva Concessionária assiná-la, anexar cada página de assinatura assinada a uma contraparte.

21.11 Totalidade

No tocante ao assunto aqui contido, o presente Acordo: (i) constitui a totalidade do acordo das Concessionárias; e (ii) prevalece sobre todos os entendimentos e as negociações anteriores das Concessionárias. Eventuais alterações, excepções ou acréscimos ao presente Acordo ou ao respectivo Anexo, que é parte integrante do presente Acordo, estarão sujeitos à aprovação do Governo.

"**EM TESTEMUNHO** do seu acordo, cada Concessionária orientou o seu representante devidamente autorizado a assinar este instrumento na data indicada abaixo da assinatura de tal representante.

Por: _____
Nome: _____
Título: _____

Data: _____

[…..]

Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P.
By: _____
Name: _____
Title: _____
Date: _____

ANEXO "A"
PROCEDIMENTO CONTABILÍSTICO
PARA O ACORDO DE Operações CONJUNTAS
Entre
[……..]
E
[……..]
E
EMPRESA NACIONAL
DE HIDROCARBONETOS, E.P.

ANEXO "A" PROCEDIMENTO CONTABILÍSTICO

Este Anexo ‘e parte integrante do Acordo de Operações Conjuntas, a entrar em vigor aos _____ dias de _____ de 20…..., celebrado por e entre a

[……..] , uma sociedade que actua nos termos das leis de Moçambique:

[……..] , uma sociedade que actua nos termos das leis de Moçambique;

[……..] , uma sociedade que actua nos termos das leis de Moçambique;
[…se aplicável, insira mais Concessionárias]; e EMPRESA NACIONAL DE HIDROCARBONETOS, E.P., uma sociedade constituída em conformidade com as leis da República de Moçambique, doravante designada por “ENH”.

As sociedades supra e as suas respectivas sucessoras e cessionárias (se houver) em certas ocasiões poderão ser designadas individualmente por “Parte” e colectivamente por “Partes” no âmbito do Procedimento Contabilístico.

SECCÃO 1. DISPOSIÇÕES GERAIS

1.1 Objecto.

1.1.1 O objecto do presente Procedimento Contabilístico é o de estabelecer métodos equitativos para determinar débitos e créditos aplicáveis às operações nos termos do Acordo de Operações Conjuntas, os quais reflictam os custos das Operações Conjuntas de forma a que nenhuma Parte ganhe ou perca em relação às outras Partes.

1.1.2 No entanto, as Partes concordam que, se os métodos se revelarem injustos ou não equitativos para a Operadora ou as Não Operadoras, as Partes reunir-se-ão e envidarão esforços em boa-fé para acordarem alterações consideradas necessárias para corrigir qualquer injustiça ou falta de equidade nos métodos.

1.2 Conflito com o Acordo

Em caso de conflito entre as disposições deste Procedimento Contabilístico e as disposições do Acordo de Operações Conjuntas ao qual este Procedimento Contabilístico está em anexo, as disposições do Acordo de Operações Conjuntas prevalecerão.

1.3 Definições

Salvo se o contexto indicar o contrário, as definições previstas na Lei dos Petróleos aplicável, actualmente Lei n° 21/2014 de 18 de Agosto e o Decreto n° 34/2015 de 31 de Dezembro, aplicam-se a este Procedimento Contabilístico. As definições constantes do Acordo de Operações Conjuntas ao qual este Procedimento Contabilístico está em anexo como Anexo A aplicar-se-ão a este Procedimento Contabilístico. Termos e expressões utilizados neste Procedimento Contabilístico terão os seguintes significados:

"Base de Competência" refere-se à base contabilística na qual os custos e benefícios são considerados na medida em que se aplicar ao período no qual seja

incorrido o passivo referente ao custo ou surge o direito ao benefício, qualquer que seja o momento da facturação, do pagamento ou da recepção.

"Base de Caixa" refere-se à base contabilística na qual apenas os custos efectivamente pagos e os rendimentos efectivamente recebidos são lançados em qualquer período

"Não Operadora" referir-se-á à Concessionária que não seja a Operadora conforme definido no CCPP.

"Secção" refere-se á uma secção deste Procedimento Contabilístico

1.4 Registos e Câmbio da Conta Conjunta

1.4.1 A Operadora deverá manter e preservar sempre registos fidedignos e correctos da Produção e disposição de Petróleo e de todos os custos e gastos incorridos nos termos do Acordo de Operações Conjuntas, bem como de outros dados necessários ou apropriados para liquidar as contas entre as Partes do presente instrumento, em conexão com os seus direitos e obrigações nos termos do Acordo de Operações Conjuntas, e para que as Partes possam cumprir com as leis do imposto sobre os rendimentos e outras leis aplicáveis.

1.4.2 A Operadora deverá manter registos contabilísticos pertinentes às Operações Conjuntas, em conformidade com as Boas Práticas da indústria de Petróleo para contabilísticas e com lei Moçambicana aplicável e obrigações estatutárias, bem como as disposições do CCPP e do Acordo de Operações Conjuntas.

1.4.3 A Conta Conjunta deverá ser mantida pela Operadora na língua Inglesa, na moeda dos Estados Unidos da América ("EUA") e noutra língua e moeda eventualmente estipulados na lei Moçambicana aplicável ou no CCPP. As conversões cambiais deverão ser registadas com base na média entre as taxas de câmbio de compra e venda entre as moedas em questão, conforme publicadas pelo Banco de Moçambique ou em conformidade com a legislação aplicável, em vigor no dia efectivo da operação em que valores sejam recebidos e custos e gastos sejam pagos, ou conforme acordado entre as partes. As traduções cambiais são utilizadas para expressar o valor dos gastos e recepções relativamente aos quais não tenha sido realizada uma conversão cambial efectiva. As traduções cambiais para os gastos e recepções deverão ser registadas em conformidade com a prática normal da Operadora. Uma declaração com a descrição da prática será fornecida às Não Operadoras mediante a solicitação.

1.4.4 Quaisquer ganhos ou perdas cambiais serão creditados ou debitados na Conta Conjunta, salvo quando especificado em contrário no presente Procedimento Contabilístico.

1.4.5 Este Procedimento Contabilístico aplicar-se-á, *mutatis mutandis*, da mesma forma às Operações Exclusivas como às Operações Conjuntas; ficando estabelecido, no entanto, que os débitos e créditos aplicáveis às Partes Consentidoras serão mantidos separadamente. Para os fins de determinar e calcular a remuneração das Partes Consentidoras, incluindo os prémios pelas Operações Exclusivas, os custos e gastos deverão ser expressos na moeda dos EUA (independentemente da moeda em que o gasto tenha sido incorrido).

1.4.6 A base de Competência da contabilização deverá ser utilizada na elaboração das contas referentes às Operações Conjuntas. Se for utilizada a base de Caixa na contabilização, a Operadora deverá lançar as acumulações na conta extrapatrimonial.

1.5 Extractos e Facturas

1.5.1 Salvo quando acordado em contrário pelas Partes, a Operadora deverá apresentar a cada Parte, mensalmente, até ao último dia de cada mês, extractos dos custos e gastos incorridos durante o mês anterior, indicando com a devida classificação a respectiva natureza, a

categoria orçamental correspondente e a parcela de tais custos debitada a cada uma das Partes.

Esses extractos deverão conter, pelo menos, as seguintes informações:

- adiantamentos de fundos, indicando-se as moedas recebidas de cada Parte,
- a parcela de cada Parte no total de gastos,
- os gastos acumulados,
- o saldo da conta corrente de cada Parte,
- um resumo dos custos, créditos e gastos do mês corrente, do ano corrente até à data e do período desde o início, ou outro período acordado entre as Partes (tais gastos deverão ser agrupados segundo as categorias e rubricas designadas no programa e orçamento de trabalho aprovado e apresentado pela Operadora em conformidade com o Artigo 6°.4 do Acordo de Operações Conjuntas, de forma a facilitar a comparação dos gastos efectivos contra esse Programa e Orçamento de Trabalho), e
- os detalhes dos débitos e créditos incomuns superiores a cem mil dólares dos EUA (US$ 100 000).

1.5.2 A Operadora deverá, mediante a solicitação, apresentar uma descrição completa e as razões das classificações contabilísticas por ela utilizadas.

1.5.3 Os valores incluídos nos extractos e facturas deverão ser expressos na moeda dos e conciliados às moedas adiantadas.

1.5.4 Cada Parte será responsável pela elaboração dos seus próprios relatórios contabilísticos e tributários para atender aos requisitos da lei Moçambicana aplicável e as leis de todos os demais países aos quais esteja sujeita. A Operadora, na medida em que sejam razoavelmente disponibilizadas as informações sobre os registos da Conta Conjunta, fornecerá às Não Operadoras, de forma oportuna, as informações necessárias para facilitar o cumprimento de tal responsabilidade.

1.6 Pagamentos e Adiantamentos

1.6.1 Na aprovação de qualquer Programa e Orçamento de Trabalho, caso a Operadora assim solicite, cada Não Operadora deverá adiantar a sua parcela das exigências de caixa estimadas para as operações do mês seguinte. Cada pedido de caixa dessa natureza deverá ser equivalente à estimativa da Operadora para o dinheiro a ser gasto nas moedas necessárias para o desempenho dos seus deveres nos termos do Programa e Orçamento de Trabalho aprovado durante o mês em questão. Para fins de informação, o pedido de caixa deverá conter uma estimativa dos fundos necessários para os dois (2) meses seguintes, com detalhes sobre as categorias designadas no Programa e Orçamento de Trabalho aprovado e apresentado pela Operadora em conformidade com o Artigo 6°.4 do Acordo de Operações Conjuntas.

1.6.2 Cada pedido de caixa dessa natureza, com detalhes sobre as categorias designadas no Programa e Orçamento de Trabalho aprovado e apresentado pela Operadora em conformidade com o Artigo 6°.4 do Acordo de Operações Conjuntas, deverá ser feito por escrito e entregue a todas as Não Operadoras com antecedência mínima de quinze (15) dias da data de vencimento do pagamento. A data de vencimento para o pagamento dos adiantamentos será definida pela Operadora, mas não deverá ser anterior ao primeiro Dia Útil do mês para o qual são necessários. Todos os adiantamentos serão feitos sem taxas bancárias. Quaisquer débitos relacionados com a recepção dos adiantamentos da Não Operadora deverão ser cobertos por esta.

1.6.3 Cada Não Operadora deverá realizar a transferência electrónica da sua parcela do valor total de cada pedido de caixa à Operadora até à data de vencimento, nas moedas solicitadas ou em

quaisquer outras moedas aceitáveis para a Operadora, e num banco designado pela Operadora. Se a moeda fornecida pela Não Operadora não for a moeda solicitada, o custo total da conversão para a moeda solicitada será debitado à Não Operadora.

1.6.4 Não obstante as disposições da Secção 1.6.2, caso a Operadora seja obrigada a pagar quaisquer valores em dinheiro para as Operações Conjuntas, valores estes imprevistos na ocasião em que apresentou as estimativas das suas necessidades às Não Operadoras, poderá realizar uma solicitação por escrito às Não Operadoras, de adiantamentos especiais para cobrir as parcelas de tais pagamentos referentes às Não Operadoras. As Não Operadoras deverão pagar as suas parcelas proporcionais dos adiantamentos especiais no prazo de dez (10) Dias após a recepção da notificação.

1.6.5 Se os adiantamentos da Não Operadora ultrapassarem a sua parcela dos gastos de caixa, o excedente será deduzido da próxima exigência de adiantamento de caixa, após tal determinação. Contudo, se o valor do adiantamento excedente for maior do que o valor das de caixa estimadas para o mês seguinte correspondentes à Não Operadora, a Não Operadora poderá solicitar o ressarcimento da diferença, o qual deverá ser realizado pela Operadora no prazo de dez (10) Dias após a recepção da solicitação da Não Operadora, contanto que o valor seja superior a duzentos e cinquenta mil dólares dos EUA (US$ 250 000).

Se a Operadora não ressarcir o dinheiro no prazo previsto, sobre o saldo em aberto incidirão juros na Taxa de Juro Acordada a partir da data de vencimento até à recepção do pagamento pela Não Operadora que solicitou o ressarcimento.

1.6.6 Se os adiantamentos da Não Operadora forem inferiores à sua parcela dos gastos de caixa, o défice será, a critério da Operadora, acrescentado à próxima exigência de adiantamento de caixa ou pago pela Não Operadora no prazo de dez (10) dias após a recepção da factura da Operadora à Não Operadora pelo défice.

1.6.7 Se, nos termos do Acordo de Operações Conjuntas, a Operadora for obrigada a separar os fundos recebidos das Partes, eventuais juros recebidos pelos fundos deverão ser aplicados ao próximo pedido de caixa ou, sob a orientação do Comité Operacional, distribuídos trimestralmente. Os juros assim recebidos deverão ser distribuídos às Partes de forma equitativa, considerando-se a data da contribuição de cada Parte às contas na proporção do total de fundos na conta. A Operadora deverá apresentar às Partes um extracto mensal com um resumo das entradas, saídas, transferências a cada conta bancária conjunta, bem como os respectivos saldos iniciais e final.

1.6.8 Se a Operadora não solicitar às Não Operadoras que adiantem as suas parcelas das exigências de caixa estimadas, cada Não Operadora deverá pagar a sua parcela dos gastos de caixa no prazo de dez (10) Dias após a recepção da factura da Operadora.

1.6.9 Os pagamentos de adiantamentos ou facturas deverão ser realizados até à data do vencimento. Em conformidade com o Artigo 8° do Acordo de Operações Conjuntas, se esses pagamentos não forem recebidos até à data de vencimento, sobre o saldo em aberto incidirão juros à Taxa de Juro Acordada a partir da data de vencimento até à recepção do pagamento pela Operadora. Para os fins de determinar o saldo em aberto e os juros devidos, a Operadora deverá traduzir para a moeda dos EUA todos os valores devidos em outras moedas com base na taxa de câmbio da moeda, determinada em conformidade com a Secção 1.4.3, no encerramento do último Dia Útil anterior à data de vencimento do saldo em aberto.

1.6.10 Condicionalmente à regulamentação governamental, a Operadora terá o direito, a qualquer tempo e de tempos em tempos, de converter os fundos adiantados ou qualquer parcela destes para outras moedas, na medida em que tais moedas forem necessárias nas Operações Petrolíferas. O custo de qualquer conversão será debitado à Conta Conjunta.

1.6.11 A Operadora esforçar-se-á para manter os fundos detidos para a Conta Conjunta em contas bancárias a um nível compatível com o necessário para a condução prudente das Operações Conjuntas.

1.6.12 Se, nos termos do Acordo de Operações Conjuntas, a Operadora for obrigada a separar os fundos recebidos da ou para a Conta Conjunta, as disposições da Secção 1.6 referentes a pagamentos e adiantamentos pelas Não Operadoras aplicar-se-ão também à Operadora.

1.7 Ajustamentos

Os pagamentos de quaisquer adiantamentos ou facturas serão realizados sem prejuízo do direito de qualquer Não Operadora a protestar ou questionar a respectiva precisão, ficando previsto, contudo, que todas as facturas e extractos apresentados pela Operadora às Não Operadoras durante qualquer Ano Civil deverão ser conclusivamente presumidos como fidedignos e correctos após vinte e quatro (24) meses a contar do encerramento de tal Ano Civil, a menos que, dentro desse período de vinte e quatro (24) meses, a Não Operadora discorde, por escrito, e faça uma reclamação de ajustamento à Operadora. Caso a Não Operadora não faça a reclamação de ajustamento à Operadora nesse período, ficará estabelecida a respectiva precisão e ficará impedida a apresentação de quaisquer divergências ou reclamações de ajustamento. Não será realizado nenhum ajustamento favorável à Operadora fora do mesmo período prescrito. As disposições deste parágrafo não impedirão ajustamentos resultantes de um inventário físico do Material, conforme previsto na Secção 6. A Operadora poderá realizar ajustamentos à Conta Conjunta após o período de vinte e quatro (24) meses se forem resultado de excepções apontadas por auditorias fora do âmbito do presente Procedimento Contabilístico, reclamações de terceiros ou exigências do Governo ou uma Pessoa integralmente detida por este. Eventuais ajustamentos dessa natureza estarão sujeitos a auditoria no período especificado na Secção 1.8.1.

1.8 Auditorias

1.8.1 A Não Operadora, mediante notificação, por escrito, à Operadora e a todas as demais Não Operadoras, com antecedência mínima de sessenta (60) dias, terá o direito de auditar as Contas Conjuntas e os registos da Operadora relacionados com a contabilização objecto deste instrumento, referente a qualquer Ano Civil no período de vinte e quatro (24) meses a contar do encerramento de tal Ano Civil, salvo quando disposto em contrário na Secção 3.1. As Não Operadoras deverão ter um acesso razoável aos quadros da Operadora e às instalações, armazéns e escritórios a serviço directo ou indirecto das Operações Conjuntas. O custo de cada auditoria será da responsabilidade das Não Operadoras participantes da auditoria. Onde houver duas ou mais Não Operadoras, estas deverão envidar esforços razoáveis para realizar auditorias conjuntas ou simultâneas de forma a causar o mínimo de inconveniência à Operadora. As Não Operadoras deverão discordar por escrito e fazer reclamações à Operadora, relativamente a todas as discrepâncias identificadas em tal auditoria, no período de vinte e quatro (24) meses. As Não Operadoras poderão solicitar informações da Operadora antes do início da auditoria. A Operadora fornecerá as informações em formato eletrónico ou na forma de documentos impressos, caso o primeiro formato não esteja disponível. A Operadora fornecerá as informações solicitadas dentro de trinta (30) dias antes do início da auditoria, mas nunca com menos de trinta (30) dias de antecedência à solicitação por escrito. As

informações solicitadas deverão ser limitadas às normalmente utilizadas em trabalhos de pré-auditoria, tais como balancetes, razões gerais e dados de sub-razão.

1.8.2 A Operadora esforçar-se-á para fornecer as informações das suas Empresas Afiliadas que sejam razoavelmente necessárias para corroborar os débitos apresentados por essas Empresas Afiliadas à Conta Conjunta, que não os débitos mencionados na Secção 3.1.

1.8.3 Se uma Empresa Afiliada considerar tais informações de cunho confidencial ou propriedade privada ou se tal Empresa Afiliada não permitir que as Não Operadoras façam a auditoria das suas contas, o auditor estatutário da Empresa Afiliada deverá ser utilizado para confirmar os detalhes e factos necessários, contanto que tal auditor estatutário seja uma firma de contabilistas públicos de renome internacional. A Operadora apresentará uma certificação anual emitida pela firma independente de contabilistas públicos da Operadora, de que os débitos facturados por tal Empresa Afiliada representam uma distribuição justa e equitativa dos seus custos nas Operações Conjuntas, que excluem qualquer elemento de lucro ou duplicação dos custos abrangidos nos termos da Secção II e Secção III e que são compatíveis na sua aplicação a todas as suas actividades. Se a Operadora não apresentar tal certificado, a Não Operadora auditora poderá instruir o auditor estatutário sobre a abrangência de tal confirmação; contudo, a abrangência estará sujeita à aprovação da Empresa Afiliada em questão, sendo que tal aprovação não deverá ser negada sem motivos razoáveis. Caso o auditor estatutário da Empresa Afiliada se negue a actuar nessa qualidade ou não seja uma firma independente de contabilistas públicos de renome internacional, as Não Operadoras auditoras deverão seleccionar uma firma independente de contabilistas públicos de renome internacional para realizar tal confirmação, sujeita à aprovação da Empresa Afiliada em questão, sendo que tal aprovação não deverá ser negada sem motivos razoáveis. O custo de tal auditoria pelo auditor ou pela firma independente de contabilistas públicos, conforme for o caso, será pago conforme determine o Comité Operacional.

1.8.4 Quaisquer informações obtidas pela Parte nos termos da Secção 1.8, que não estejam relacionadas directamente com as Operações Conjuntas, deverão ser mantidas em sigilo e não poderão ser divulgadas a nenhuma parte, salvo conforme permitido pelo Artigo 15.2(A)(3) e (10) do Acordo de Operações Conjuntas.

1.8.5 Caso a Operadora seja obrigada por lei aplicável ou pelo CCPP a contratar uma firma de contabilidade pública para realizar a auditoria da Conta Conjunta e os registos da Operadora relacionados com a contabilização aqui prevista, o respectivo custo será debitado à Conta Conjunta, e uma cópia da auditoria será fornecida a cada Parte.

1.8.6 Na conclusão de cada auditoria, as Partes esforçar-se-ão para resolver as questões em aberto com a maior rapidez possível. Para esse fim, as Partes responsáveis pela auditoria envidarão esforços razoáveis para elaborar e distribuir um relatório por escrito à Operadora e a todas as Partes que participaram da auditoria, logo que possível e nunca num prazo superior a noventa (90) dias a contar da data de conclusão de cada auditoria. O relatório deverá incluir todas as reclamações, com a documentação de apoio, decorrentes da auditoria, juntamente com comentários pertinentes à operação das contas e dos registos. A Operadora envidará esforços razoáveis para responder ao relatório por escrito logo que possível e nunca num prazo superior a noventa (90) dias a contar da data de recepção do relatório. Caso as Não Operadoras considerem que o relatório ou a resposta exige outras investigações de qualquer aspecto, terão o direito de realizá-las no tocante a tal questão, não obstante o eventual término do período de vinte e quatro (24) meses

previsto nas Secções 1.7 e 1.8.1. Contudo, a realização de outras investigações não prorrogará o período de vinte e quatro (24) meses disponível para discordar por escrito e fazer uma reclamação à Operadora, relativamente a todas as discrepâncias identificadas em tal auditoria. Tais investigações adicionais deverão ser iniciadas no prazo de trinta (30) dias e concluídas dentro de sessenta (60) dias a contar da data de recepção do relatório ou resposta, conforme for o caso.

1.8.7 Todos os ajustamentos resultantes de uma auditoria, acordados pela Operadora e pela Não Operadora responsável pela auditoria, deverão ser lançados imediatamente pela Operadora à Conta Conjunta e comunicados à(s) Não Operadora(s). Se surgir qualquer disputa em conexão com uma auditoria, esta deverá ser comunicada ao Comité Operacional e discutida por este, e, salvo quando acordado em contrário pelas partes de uma disputa, resolvida em conformidade com as disposições do Artigo 18 do Acordo de Operações Conjuntas. Se todas as partes de uma disputa concordarem, o(s) ajustamento(s) poderá(ão) ser encaminhado(s) a um perito independente seleccionado de comum acordo entre as partes de uma disputa, como, por exemplo, uma firma independente de contabilidade. A critério das partes de uma disputa, a decisão do perito será vinculativa para tais partes. Salvo quando acordado em contrário, o custo de cada perito será partilhado igualmente entre todas as partes de uma disputa.

1.8.8 As disposições desta Secção 1.8 aplicam-se a auditorias realizadas nos termos do Artigo °.12(D) do Acordo de Operações Conjuntas, excepto que não se aplicam as disposições da Secção 1.8.1 no tocante ao aviso prévio de sessenta (60) dias e às informações prévias.

1.9 Distribuições

Se for necessário distribuir eventuais custos ou gastos para ou entre as Operações Conjuntas e quaisquer outras operações, tal distribuição será realizada de forma equitativa. Para fins de informação apenas, a Operadora fornecerá uma descrição dos seus procedimentos de distribuição respeitantes a tais custos e gastos e às suas taxas relativas ao pessoal e outras taxas, juntamente com cada Programa e Orçamento de Trabalho proposto. Tal base de distribuição estará sujeita a auditorias nos termos da Secção 1.8.

SECCÃO 2. DÉBITOS DIRECTOS

A Operadora debitará à Conta Conjunta a totalidade dos custos e gastos incorridos pela Operadora na condução das Operações Conjuntas, dentro dos limites dos Programas e Orçamentos de Trabalho aprovados ou conforme especificado no Acordo de Operações Conjuntas. Os débitos referentes a serviços normalmente prestados por uma operadora como as contempladas nas Secções 2.7.2 e 2.7.3, que são realizados por uma Empresa Afiliada de uma das Partes, deverão reflectir o custo à Empresa Afiliada, excluindo-se lucros, para a prestação dos serviços, salvo quando disposto em contrário nas Secções 2.6, 2.7.1 e 2.5.1 quando seleccionada.

Os custos e gastos serão registados conforme for necessário para a liquidação das contas entre as Partes do presente instrumento, em conexão com os direitos e as obrigações previstos no Acordo de Operações Conjuntas e para os fins de cumprir as leis fiscais aplicáveis na República de Moçambique e de outros países, às quais qualquer das Partes possa estar sujeita.

Entre os custos e gastos debitáveis poderão figurar:

2.1 Licenças, Autorizações, etc.

Todos os eventuais custos imputáveis à aquisição, manutenção, renovação ou renúncia de licenças, autorizações, direitos contratuais e/ou de superfície adquiridos para as Operações Conjuntas e bónus pagos nos termos do CCPP, quando pagos pela Operadora em conformidade com as disposições do Acordo de Operações Conjuntas.

2.2 Salários, Ordenados e Custos Afins

Entre os salários, ordenados e custos afins figuram todos os valores que constituam a remuneração total dos funcionários, bem como o custo, para a Operadora, de feriados, férias, baixas por doença, pensões de invalidez, subsídios de manutenção e habitação, tempo de viagem, bónus e outros subsídios usuais aplicáveis aos salários e ordenados debitáveis nos termos do presente instrumento, bem como os custos, para a Operadora, das regalias trabalhistas, incluindo, entre outras, seguro de vida em grupo, seguro de saúde em grupo, hospitalização, reforma, indemnizações por despedimento para os funcionários, conforme estipulados nas leis Moçambicanas aplicáveis (pagamentos de indemnizações por despedimento adicionais aos previstos nas leis Moçambicanas aplicáveis, que sejam feitos em conformidade com as políticas de regalias da Operadora, deverão ser distribuídos à Conta Conjunta na proporção do tempo de envolvimento directo do funcionário nas Operações Conjuntas, em tempo inteiro, em relação ao tempo de casa total do funcionário na Operadora e nas suas Empresas Afiliadas), para além de outros planos de regalias de natureza similar e aplicáveis aos custos laborais da Operadora.

Todos os custos associados a uma reestruturação organizativa (p.ex., regalias de separação, custos de mudança, custos de disposição de activos) da Operadora ou das suas Empresas Afiliadas, salvo os custos directamente relacionados com os funcionários da Operadora que estejam directamente envolvidos nas Operações Conjuntas em tempo inteiro, exigirão a aprovação das Partes antes de serem debitados à Conta Conjunta.

Os eventuais custos associados aos planos de regalias não correntemente financiados em Moçambique acumular-se-ão e não deverão ser pagos pelas Não Operadoras, excepto quando aprovados pelo Comité Operacional, até que os mesmos sejam efectivados e devidos ao funcionário, aquando da desistência de uma Parte segundo o Acordo de Operações Conjuntas e, nesse caso, apenas pela Parte desistente ou, no caso de rescisão do Acordo de Operações Conjuntas, o que ocorrer primeiro.

Os gastos ou as contribuições feitas em decorrência de valores cobrados pelas autoridades governamentais em referência a pagamentos relacionados com ou por conta dos funcionários descritos nas Secções 2.2.1 e 2.2.2 serão debitáveis à Conta Conjunta.

Como o financiamento de um plano de regalias definido não representa necessariamente o custo do plano de reforma para a Operadora, o custo do serviço determinado actuarialmente será para a Conta Conjunta em vez do valor em dinheiro pago para financiar o plano de reforma.

2.2.1 Os salários, ordenados e custos afins de funcionários da Operadora e das suas Empresas Afiliadas temporária ou permanentemente destacados na Mozambique ou Infra-estruturas sujeitas á jurisdição moçambicana e directamente envolvidos nas Operações Conjuntas serão debitáveis à Conta Conjunta.

2.2.2 Os salários, ordenados e custos afins de funcionários da Operadora e das suas Empresas Afiliadas temporária ou permanentemente destacados fora de Mozambique ou Infraestruturas sujeitas á jurisdição moçambicana, na qual serão directamente envolvidos nas Operações Conjuntas, e não cobertos pela Secção 2.7.2, serão debitáveis à Conta Conjunta.

2.2.3 Os salários, ordenados e custos afins poderão ser debitados à Conta Conjunta segundo os valores efectivos ou a uma taxa baseada no custo médio, em conformidade com a prática usual da Operadora. Na determinação do custo médio, as taxas referentes a Pessoal Expatriados e Pessoas Moçambicanas deverão ser calculados separadamente e examinadas com frequência pelo menos anual.

2.2.4 As despesas envolvidas nas Operações Conjuntas (incluindo os respectivos custos de viagem), dos funcionários cujos salários e ordenados são debitáveis à Conta Conjunta ao abrigo das Secções 2.2.1 e 2.2.2, e pelas quais os

funcionários são reembolsados em conformidade com a prática usual da Operadora, serão debitáveis à Conta Conjunta.

2.2.5 Se os funcionários estiverem envolvidos em outras actividades para além das Operações Conjuntas, o respectivo custo deverá ser distribuído de forma equitativa.

2.2.6 Todos os custos relacionados com a formação e o desenvolvimento de Pessoas Moçambicanas, incorridos nos termos do CCPP.

2.3 Custos da Transferência de Funcionários

2.3.1 Salvo como disposto na Secção 2.3.3, o custo da transferência de funcionários da Operadora para ou proveniente de uma missão das Operações Conjuntas, dentro ou fora de Moçambique e de forma permanente ou temporária para as Operações Conjuntas, serão debitáveis à Conta Conjunta. Caso tal funcionário trabalhe noutras actividades para além das Operações Conjuntas, tais custos de transferência deverão ser distribuídos de forma equitativa.

2.3.2 Os custos de transferência deverão incluir o transporte dos funcionários e, se a missão for por mais de noventa (90) dias, o transporte das famílias, dos bens pessoais e domésticos do funcionário e da família, as despesas de trânsito, para além de outros custos afins, em conformidade com a prática usual da Operadora.

2.3.3 Os custos de transferência para o local de uma missão que não esteja relacionada com as Operações Conjuntas não serão debitáveis à Conta Conjunta a menos que o local da nova missão seja o ponto de origem do funcionário ou salvo quando acordado em contrário pelo Comité Operacional.

2.4 Escritórios, Campos e Instalações Diversas

O custo da manutenção de eventuais escritórios, sub-escritórios, campos, armazéns, habitações e outras instalações da Operadora e/ou Empresas Afiliadas directamente a serviço das Operações Conjuntas. Quando tais instalações servem outras operações para além das Operações Conjuntas, os custos deverão ser distribuídos de forma equitativa entre as propriedades servidas.

2.5 Material

O custo, deduzidos os descontos recebidos pela Operadora, do Material adquirido ou fornecido pela Operadora. Tais custos deverão incluir, entre outros, as taxas cobradas pelos despachantes de exportação, as taxas de transporte, as taxas de carregamento e descarregamento, os impostos de exportação e importação e as taxas de licenciamento associadas à aquisição de Material, bem como eventuais perdas em trânsito não cobertas por seguro. Tanto quanto seja razoavelmente prático e compatível com uma operação eficiente e económica, será adquirido e o respectivo custo será debitado à Conta Conjunta apenas o Material que for necessário para a utilização imediata.

2.6 Equipamentos e Instalações de Propriedade Exclusiva da Operadora e das Empresas Afiliadas

Os débitos referentes a equipamentos, instalações e serviços públicos de propriedade exclusiva da Operadora ou de qualquer das suas Empresas Afiliadas a taxas não superiores às taxas comerciais médias cobradas por terceiros não afiliados e prevalecentes para equipamentos, instalações e serviços públicos similares para utilização na área onde os mesmos são utilizados nos termos do presente instrumento. Mediante solicitação, a Operadora deverá apresentar às Não Operadoras uma relação das taxas e da base de aplicação. Tais taxas serão revistas de tempos em tempos, caso sejam consideradas excessivas ou insuficientes, mas não com frequência maior do que a cada seis meses.

As ferramentas de perfuração e outros equipamentos de propriedade exclusiva, perdidos no furo ou danificados demais para serem reparados em conexão de Poços poderão ser debitados ao custo de reposição, menos a depreciação e mais os custos de transporte para a entrega de equipamentos similares ao local onde estão a ser utilizados.

2.7 Serviços

2.7.1 Os débitos pelos serviços prestados por terceiros, incluindo as Empresas Afiliadas das respectivas Partes, que tenham sido contratados pela Operadora para prestar os serviços normalmente prestados por terceiros, que não os previstos nas Secções 2.7.2 e 2.7.3, serão debitáveis à Conta Conjunta.

2.7.2 O custo dos serviços prestados pelos quadros técnicos e profissionais das Empresas Afiliadas da Operadora, que não estejam localizados em Moçambique e que não estejam previstos na Secção 2.2.2, serão debitáveis à Conta Conjunta. As taxas individuais deverão incluir os salários e ordenados desses quadros técnicos e profissionais, o tempo perdido, os encargos governamentais e as regalias trabalhistas. Os custos também deverão incluir todos os custos do apoio necessário para os quadros técnicos e profissionais prestarem tais serviços, tais como, entre outros, renda, serviços públicos, desenho, telefone e outras despesas de comunicação, apoio informático, aprovisionamentos, depreciação e outras despesas razoáveis. Os custos dos quadros profissionais deverão constituir uma rubrica e os custos dos quadros técnicos deverão ser lançados sob uma rubrica distinta. Entre os exemplos de tais serviços figuram os seguintes:

Estudos e Interpretação Geológica
Processamento de Dados Sísmicos
Análise, Correlação e Interpretação de Registos de Poços
Serviços Laboratoriais
Engenharia Ecológica e Ambiental
Desmobilização (Abandono) e Reapropriação
Geologia do Local do Poço
Gestão de Projectos e Engenharia
Análise da Origem das Rochas
Análise Petrofísica
Análise Geoquímica
Supervisão da Perfuração
Avaliação do Desenvolvimento
Contabilização de Projecto e Serviços Profissionais
Outros Processamentos de Dados

Os custos incorridos como pagamento pelo acesso a e pela utilização de dados técnicos, propriedade intelectual e know-how do grupo de Empresas Afiliadas da Operadora, em conformidade com o sistema usual de partilha de custos utilizado pelas empresas operacionais do grupo de Empresas Afiliadas da Operadora. Tais custos deverão ser incluídos no Programa e Orçamento de Trabalhos anual como uma rubrica distinta sujeita à aprovação do Comité Operacional.

2.7.3 Os custos dos serviços prestados, com a aprovação da Operadora, pelos quadros técnicos e profissionais das Não Operadoras e das Empresas Afiliadas a estas, incluindo o custo das Empresas Afiliadas e das Não Operadoras no tocante aos seus respectivos apoiantes, serão debitáveis à Conta Conjunta. As taxas individuais deverão incluir os salários e ordenados desses quadros técnicos e profissionais e apoiantes, o tempo perdido, os encargos governamentais e as regalias laborais. Os custos dos quadros profissionais deverão constituir uma rubrica e os custos dos quadros técnicos deverão ser lançados sob uma rubrica distinta. Os custos (que não os referentes a apoiantes) também deverão incluir todos os custos do apoio necessário para os quadros técnicos e profissionais prestarem tais serviços, tais como, entre outros, renda, serviços públicos, quadros administrativos, desenho, telefone e outras despesas de comunicação, apoio informático, aprovisionamentos, depreciação e outras despesas razoáveis. Os custos dos quadros profissionais deverão constituir uma rubrica e os custos dos quadros técnicos deverão ser lançados sob uma rubrica distinta.

2.7.4 A Não-Operadora deverá facturar a Operadora pelos custos directos de serviços e de apoiantes cobrados nos termos da Secção 2.7.3 até ao último Dia de cada mês, referentes ao mês anterior, aos quais a Não Operadora não deverá acrescentar custos administrativos. A Operadora deverá pagar o

respectivo valor devido no prazo de trinta (30) Dias a contar da data de recepção de uma factura pelos débitos.

2.8 Seguro.

Os prémios pagos pelos seguros exigidos por lei aplicável, no CCPP ou no Acordo de Operações Conjuntas, deverão ser pagos para o benefício das Operações Conjuntas.

2.9 Perdas e Danos à Propriedade

2.9.1 Todos os custos ou gastos necessários para repor ou reparar danos ou perdas incorridas em decorrência de incêndios, inundações, tempestades, roubos, acidentes ou qualquer outra causa similar serão debitáveis à Conta Conjunta. A Operadora deverá notificar às Não Operadoras, por escrito, sobre danos ou perdas superiores a cento e cinquenta mil dólares dos EUA (US$ 150 000), logo que possível após a recepção do respectivo relatório pela Operadora. Todas as perdas superiores a cento e cinquenta mil dólares dos EUA (US$ 150 000) deverão ser relacionadas separadamente no extracto mensal de custos e gastos.

2.9.2 Os créditos referentes aos pagamentos recebidos de seguros adquiridos para o benefício das Operações Conjuntas e de terceiros, por perdas ou danos à Propriedade Conjunta ou Materiais, serão creditáveis à Conta Conjunta. Cada Parte receberá o crédito da respectiva parcela, na proporção do seu Interesse Participativo, excepto quando o seguro adquirido pela Operadora não cobre todas as Partes, em cujo caso os respectivos produtos deverão ser creditados às Partes para as quais foi adquirido o seguro, na proporção das suas respectivas contribuições para a sua cobertura.

2.9.3 Os gastos incorridos na resolução de todas as perdas, reclamações, danos, sentenças e outras despesas para a conta das Operações Conjuntas serão debitáveis à Conta Conjunta.

2.10 Litígio, Resolução de Disputas e Custos Advocatícios Associados

Os custos e despesas de litígio, resolução de disputas e serviços jurídicos associados necessários para a protecção das Operações Conjuntas nos termos do Acordo de Operações Conjuntas, nomeadamente:

2.10.1 Os serviços jurídicos, que não os prestados pelos funcionários das Partes ou das suas Empresas Afiliadas, que sejam necessários ou convenientes para a protecção das Operações Conjuntas, e todos os custos e despesas de litígio, arbitragem ou outros procedimentos alternativos de resolução de disputas, incluindo despesas e honorários advocatícios razoáveis, juntamente com todas as sentenças obtidas contra as Partes ou quaisquer delas que decorram das Operações Conjuntas.

2.10.2 Se as Partes concordarem, o litígio, a arbitragem ou outros procedimentos alternativos de resolução de disputas resultantes de acções ou reclamações que afectem as Operações Conjuntas aqui previstas poderão estar a cargo dos quadros jurídicos de uma ou quaisquer das Partes ou das respectivas Empresas Afiliadas, sendo que uma taxa proporcional aos custos razoáveis da prestação e do fornecimento de tais serviços poderá ser cobrada pela Parte ou pelas suas Empresas Afiliadas responsáveis pela prestação do serviço à Operadora para a Conta Conjunta.

2.11 Impostos e Direitos Aduaneiros

Todos os impostos, direitos aduaneiros, valores cobrados e encargos governamentais de qualquer tipo e natureza, calculados ou incidentes sobre ou em conexão com as Operações Conjuntas, que não os medidos por ou com base nos rendimentos, lucros e valor patrimonial da Parte.

Se a Operadora ou uma Empresa Afiliada estiver sujeita a retenção de impostos como resultado dos serviços prestados ao custo para as operações previstas no Acordo de Operações Conjuntas, os débitos relativos aos serviços poderão ser aumentados (bruto) no valor dos impostos incorridos.

2.12 Ecologia e Meio Ambiente

Os custos incorridos na Propriedade Conjunta como resultado de regulamentos estatutários referentes a levantamentos arqueológicos e geofísicos para a identificação e protecção de recursos culturais e/ou outros levantamentos ambientais ou ecológicos que sejam exigidos por qualquer autoridade reguladora. Para além disso, os custos do fornecimento ou da disponibilização de equipamentos de contenção e remoção de poluentes, mais os custos do próprio controlo, da limpeza e da remediação resultantes de responsabilidades associadas à contaminação por Petróleo, conforme exigido por todas as leis e regulamentos aplicáveis.

Desmobilização e Reapropriação

Os custos incorridos na Desmobilização, nos termos de um Plano de Desmobilização aprovado, na preparação deste plano e na reapropriação da Propriedade Conjunta, incluindo os custos exigidos pelo Governo ou outras autoridades reguladoras ou no CCPP em relação de Desmobilização. Custos cobrados pela retiração do Fundo de Desmobilização não serão considerados débitos directos.

Pagamentos efectuados para o Fundo de Desmobilização nos termos dos requisitos de Desmobilização e os procedimentos da lei aplicável, do CCPP e do Acordo de Operações Conjuntas em relação de Operações Petrolíferas sujeitas a este Procedimento Contabilístico.

Outros Gastos

Quaisquer outros custos e gastos incorridos pela Operadora para a condução necessária e apropriada das Operações Conjuntas em conformidade com os Programas e Orçamentos de Trabalho aprovados ou conforme especificado no Acordo de Operações Conjuntas e não abrangido nas Secções 2 ou 3.

SECCÃO 3. DÉBITOS INDIRECTOS

3.1 Objecto

A Operadora terá o direito apenas de debitar à Conta Conjunta, mensalmente, o custo dos serviços indirectos e custos afins de escritório da Operadora e das suas Empresas Afiliadas, os quais: (i) a Operadora não possa debitar nos termos da Secção II; e (ii) sejam distribuíveis às Operações Petrolíferas sujeitas ao presente Procedimento Contabilístico (os "Débitos Indirectos") em conformidade com esta Secção III. Os Débitos Indirectos incluem, entre outros, assessoria geral, funções administrativas executivas e gerais não identificadas directamente com uma operação específica, mas que se referem a serviços que dão à Operadora e às suas Empresas Afiliadas os recursos a elas necessários. Os Débitos Indirectos são aqueles que não são passíveis de se identificar ou associar a mesma aos projectos específicos.

3.2 Valor

3.2.1 O débito indirecto previsto na Secção 3.1 para qualquer mês deverá ser o valor maior entre o total dos débitos indirectos para o período a começar no início do Ano Civil até ao fim do período abrangido pela factura da Operadora ("Ano Corrente até à Data") determinada nos termos da Secção 3.2.2, menos os débitos indirectos efectuados anteriormente nos termos da Secção 3.1 para o Ano Civil em questão, e o valor mínimo determinado nos termos da Secção 3.2.3, calculada de forma anualizada (mas reduzida proporcionalmente para os períodos inferiores a um ano), menos os débitos indirectos anteriormente efectuados nos termos da Secção 3.1 para o Ano Civil em questão.

3.2.2 Excepto quando inferior ao valor mínimo previsto na Secção 3.2.3, o total dos débitos indirectos referentes ao Ano Corrente até à Data deverá ser uma percentagem dos gastos do Ano Corrente até à Data, calculados segundo a seguinte escala (dólares dos EUA):

Gastos Anuais

Zero dólares (US$ 0) a cinco milhões de dólares (US$ 5 000 000) em gastos = cinco por cento (5%)

Os próximos cinco milhões de dólares (US$ 5 000 000) em gastos = três por cento (3%)

Valores superiores a dez milhões de dólares (US$ 10 000 000) em gastos = um e meio por cento (1,5%)

3.2.3 Um valor mínimo de cento e vinte mil dólares dos EUA (US$ 120 000) será cobrado a cada Ano Civil, calculado a partir da Data Efectiva, e será reduzido proporcionalmente para os períodos inferiores a um ano.

3.3 Exclusões

Os gastos utilizados no cálculo do débito indirecto mensal não deverão incluir o débito indirecto (calculado como uma percentagem dos gastos ou um valor mínimo mensal), rendas referentes a direitos de superfície adquiridos e mantidos para a Conta Conjunta, depósitos de garantia, tarifas de petróleo/gasoduto, custos de aquisição de concessões, bónus pagos em conformidade com o CCPP, royalties e impostos sobre a produção ou os rendimentos para a Conta Conjunta, pagos pela Operadora, gastos associados a projectos de construção em grande escala, para os quais aqui se cria um débito indirecto distinto, pagamentos a terceiros na resolução de reclamações, para além de outras rubricas similares.

Os créditos decorrentes de quaisquer pagamentos de subsídios do governo, da disposição do Material e de recebimentos de terceiros relativamente à resolução de reclamações não deverão ser deduzidos do total de gastos na determinação do débito indirecto.

SECCÃO 4. AQUISIÇÃO DE MATERIAL

4.1 Aquisições

Os materiais comprados para a Conta Conjunta deverão ser debitados ao custo líquido pago pela Operadora. O preço dos Materiais comprados deverá incluir, entre outros custos, as taxas cobradas pelos despachantes de exportação, os seguros, as taxas de transporte, as taxas de carregamento e descarregamento, os impostos de importação, as taxas de licenciamento e as taxas de armazenagem (taxas de retenção) associadas à aquisição de Materiais, bem como os impostos incidentes, menos todos os descontos recebidos.

4.2 Materiais Fornecidos pela Operadora

Os materiais necessários para as operações deverão ser comprados e debitados directamente à Conta Conjunta sempre que possível, excepto que a Operadora poderá fornecer tais Materiais a partir do seu estoque de acordo com as seguintes condições:

4.2.1 Materiais Novos (Condição "1")

Os Materiais Novos transferidos do armazém ou de outras propriedades da Operadora deverão ter os seus preços definidos com base no custo líquido determinado em conformidade com a Secção 4.1, como se a Operadora tivesse comprado o Material novo logo antes da sua transferência.

Tais custos líquidos nunca deverão ultrapassar o preço de mercado em vigor na ocasião

4.2.2 Materiais Usados (Condições "2" e "3")

4.2.2.1 O Material que estiver em boas condições e aproveitável para a utilização sem reparações ou recondicionamentos deverá ser classificado como Condição "2" e o seu preço deverá ser definido a setenta e cinco por cento (75%) do custo líquido da compra quando novo, na ocasião da transferência.

4.2.2.2 Os Materiais que não atenderem aos requisitos da Secção 4.2.2.1, mas que possam tornar-se adequados para a utilização após serem reparados ou recondicionados deverão ser classificados como Condição "3" e o seu preço deverá ser definido a cinquenta por cento (50%) do custo líquido da compra quando novo, na ocasião da transferência. O custo de recondicionamento também deverá ser debitado à Conta Conjunta se o preço pela Condição "3", mais o custo de

recondicionamento, não ultrapassar o preço da Condição "2", e contanto que o Material assim classificado atenda aos requisitos para Material da Condição "2" após ser reparado ou recondicionado.

4.2.2.3 O Material que não possa ser classificado como Condição "2" ou Condição "3" deverá ter o seu preço definido num valor apropriado para a sua utilização.

4.2.2.4 Os tanques, gruas, edifícios e outros tipos de Material que envolvam custos de construção, quando transferidos na condição desmontada, deverão ser classificados com base na sua condição, conforme previsto na Secção 4.2.2, e o seu preço deverá ser definido com base no preço de novos Materiais quando desmontados.

4.2.2.5 Os Materiais como condutas, revestimentos e tubagens de perfuração, que deixaram de ser aproveitáveis para a sua utilização original, mas que sirvam para outros fins, deverão ser classificados com base na sua condição, conforme previsto na Secção 4.2.2. Tal Material terá o seu preço definido com base no preço actual dos Materiais normalmente utilizados para algum outro fim, se vendidos para terceiros.

4.3 Preços Elevados

Sempre que não houver pronta disponibilidade de Material aos preços especificados nas Secções 4.1 e 4.2 em decorrência de emergências nacionais, greves ou outras causas excepcionais, sobre as quais a Operadora não tenha nenhum controlo, a Operadora poderá debitar à Conta Conjunta o Material necessário ao custo efectivo incorrido pela Operadora na aquisição de tal Material, na sua adequação para a utilização e no seu transporte para a Área do Contrato de Concessão ou outra área relevante usada para Operações Petrolíferas sujeita a este Procedimento Contabilístico, ficando estabelecido que deverá notificar-se as Não Operadoras, por escrito, sobre o débito proposto, incluindo uma descrição detalhada do Material necessário e da data de entrega necessária, com pelo menos sessenta (60) Dias (ou um período mais curto eventualmente especificado pela Operadora) de antecedência à data prevista em que o Material será utilizado nas operações e antes de facturar as Não Operadoras por Material cujo custo ultrapasse o valor de duzentos e cinquenta mil dólares dos EUA (US$ 250 000). As Não Operadoras terão o direito, ao fazer tal opção e notificar a Operadora no prazo de dez (10) Dias (ou um período mais curto eventualmente especificado pela Operadora) a contar da data de recepção da notificação da Operadora, de fornecer, em espécie, nos termos da notificação, a totalidade ou parte da sua parcela do Material, que seja adequado para a utilização e aceitável para a Operadora tanto em termos de qualidade como de prazo de entrega. Tal aceitação pela Operadora não deverá ser negada sem motivos razoáveis. Se o Material fornecido for considerado inadequado para a utilização pela Operadora, todos os custos incorridos na sua eliminação ou devolução ao proprietário serão da responsabilidade da Não Operadora fornecedora, salvo quando acordado em contrário pelas Partes. Se a Não Operadora não apresentar devidamente uma notificação de opção no período designado, a Operadora não estará obrigada a aceitar o Material fornecido em espécie pela Não Operadora. Se a Operadora não fizer a devida notificação antes de facturar as Não Operadoras pelo Material, deverá debitar à Conta Conjunta apenas com base no preço permitido durante um período de preços "normais" em vigor na ocasião do transporte.

4.4 Garantia do Material Fornecido pela Operadora

A Operadora não garante a condição ou adequação do Material fornecido para o fim desejado. Caso a Operadora forneça Material defeituoso para a Conta Conjunta, o crédito não será repassado para a Conta Conjunta antes que receba o ajustamento dos fabricantes ou dos seus agentes.

SECCÃO 5. ELIMINAÇÃO DE MATERIAIS

5.1 Eliminação

A Operadora não terá nenhuma obrigação de comprar a participação das Não Operadoras em Materiais excedentes novos ou usados. A Operadora terá o direito de eliminar os Materiais, mas deverá informar e obter o acordo prévio do Comité Operacional para qualquer proposta de eliminação de Materiais cujo custo original para a Conta Conjunta, individualmente ou no agregado, tenha sido igual ou superior a duzentos e cinquenta mil dólares dos EUA (US$ 250 000). Quando as Operações Conjuntas eliminarem Materiais debitados à Conta Conjunta, a Operadora deverá informar cada Não Operadora sobre o custo original dos Materiais para a Conta Conjunta, para que as Partes possam deduzir tais custos dos seus registos patrimoniais. Os créditos referentes a Material vendido pela Operadora deverão ser lançados na Conta Conjunta no mês da recepção do pagamento pelo Material. Qualquer Material vendido ou eliminado nos termos desta Secção 5 deverá sê-lo "nas condições em que se encontra, no local em que se encontra", sem garantias de qualquer tipo ou natureza. Os custos e gastos incorridos pela Operadora na eliminação dos Materiais serão para a Conta Conjunta.

5.2 Material Comprado por uma Parte ou Empresa Afiliada

Os produtos provenientes da compra de Material da Propriedade Conjunta por uma Parte ou uma Empresa Afiliada desta deverão ser creditados pela Operadora à Conta Conjunta, sendo que o valor de Materiais novos será definido como disposto para Materiais novos nos termos da Secção 4.2.1 e o valor de Materiais usados será definido como disposto para Materiais usados nos termos da Secção 4.2.2, salvo quando acordado em contrário pelo Comité Operacional.

5.3 Divisão em Espécie

A divisão do Material em espécie, quando realizada entre as Partes, deverá ocorrer na proporção dos seus respectivos interesses no Material. A cada Parte será individualmente debitado o valor (determinado em conformidade com o procedimento estabelecido na Secção 5.2) do Material por ela recebido ou a receber.

5.4 Vendas a Terceiros

Os produtos provenientes da compra de Material da Propriedade Conjunta por terceiros deverão ser creditados pela Operadora à Conta Conjunta ao valor líquido recebido do comprador pela Operadora. Se o preço de venda for inferior ao valor determinado em conformidade com o procedimento previsto na Secção 5.2, será necessário obter a aprovação do Comité Operacional antes da venda. Quaisquer reclamações do comprador em virtude de materiais defeituosos ou por outros motivos deverão ser redebitados à Conta Conjunta se e quando pagas pela Operadora.

SECCÃO 6. INVENTÁRIOS

6.1 Inventários Periódicos – Notificação e Representação

Com uma frequência razoável, a Operadora deverá realizar inventários de todo o Material mantido nos armazéns, sobre o qual normalmente se mantenham registos contabilísticos detalhados. A despesa da realização de inventários periódicos será debitada à Conta Conjunta. A Operadora deverá notificar as Não Operadoras, por escrito, com pelo menos sessenta (60) dias de antecedência, sobre a sua intenção de realizar um inventário, e as Não Operadoras, às suas próprias custas e despesas, terão o direito individual de enviar um representante. Caso qualquer Não Operadora deixe de enviar um representante a tal inventário, ficará obrigada a aceitar o inventário realizado pela Operadora. A Operadora deverá, de qualquer forma, apresentar uma conciliação dos excedentes e défices a cada Não Operadora. Deverão ser feitos os ajustamentos de inventário à Conta Conjunta referentes aos excedentes e défices. Qualquer ajustamento equivalente a cem mil dólares dos EUA (US$ 100 000) ou mais deverá ser informado ao Comité Operacional.

6.2 Inventários Especiais

Sempre que ocorrer uma venda ou mudança do Interesse Participativo no CCPP e o Acordo de Operações Conjuntas, a Operadora poderá realizar um inventário especial, se o vendedor e/ou comprador do interesse concordar em arcar com todas as respectivas despesas. Nesses casos, tanto o vendedor como o comprador terão o direito de estarem representados e ficarão obrigados ao inventário assim realizado.

14. AVISO Nº 20/GBM/2017 DE 11 DE DEZEMBRO, NORMAS E PROCEDIMENTOS A OBSERVAR NAS OPERAÇÕES CAMBIAIS (EXCERTOS)

...

6 CAPÍTULO VI - REGIMES CAMBIAIS ESPECIAIS

6.1 SECÇÃO I - OPERAÇÕES DE PETRÓLEO E GÁS

Artigo 110
(Âmbito)

As disposições da presente secção aplicam-se às operações cambiais efectuadas pelas Concessionárias, Entidades de Objecto Específico e cada Subcontratado Principal, bem como aos Financiadores, aos subcontratados não residentes e ao pessoal expatriado, na qualidade de

intervenientes do sector de petróleo e gás a operar em Moçambique.

Artigo 111
(Uso do sistema bancário)

Na fase de produção, todos os pagamentos de bens e serviços efectuados pelas entidades referidas no artigo anterior, a entidades residentes ou não residentes, devem ser realizados por intermédio de bancos autorizados a operar na República de Moçambique.

Artigo 112
(Transferência de lucros e dividendos)

1. Cumpridas as obrigações fiscais e demais encargos com o Estado, as entidades referidas no artigo 110 podem transferir para o exterior os lucros e dividendos de entidades não-residentes.
2. Aplica-se à transferência referida no número anterior o disposto no artigo 56.

Artigo 113
(Venda de moeda estrangeira ao Banco de Moçambique)

1. Com vista ao cumprimento de obrigações fiscais e demais encargos com o Estado, as entidades referidas no artigo 110 vendem moeda estrangeira ao Banco de Moçambique, nos termos por este definidos.
2. A venda de moeda referida no número anterior é feita à taxa de câmbio de referência em vigor, divulgada pelo Banco de Moçambique, no dia da transacção.

Artigo 114
(Abertura e movimentação de contas junto de instituições financeiras em Moçambique)

As Concessionárias estão autorizadas a:

a) Abrir e manter uma ou mais contas em moeda nacional em qualquer banco a operar na

b) República de Moçambique podendo, sem prejuízo da observância das regras gerais aplicáveis à movimentação de contas bancárias, dispor das quantias aí depositadas para pagamento a entidades residentes.

c) Abrir e manter uma ou mais contas em moeda estrangeira, em qualquer banco a operar na República de Moçambique, a fim de receber do exterior e dispor das quantias aí existentes para a liquidação das importações de bens e serviços ligados a operações petrolíferas, entre

d) outras atendíveis.

Artigo 115
(Abertura e movimentação de contas junto de instituições financeiras no estrangeiro)

1. As Concessionárias estão autorizadas a:

a) Abrir e manter contas bancárias no exterior para receber receitas de exportação, desembolsos de créditos externos e investimento;

b) As Concessionárias podem dispor dos fundos dessas contas para os seguintes fins:

i. Pagamentos destinados ao serviço da dívida para fazer face às prestações vincendas e manutenção de outras provisões para o serviço da dívida conforme exigido nos contratos de financiamento aprovados pelo Banco de Moçambique;
ii. Pagamentos destinados ao reembolso de adiantamentos e empréstimo de empresas afiliadas, incluindo juros e outros encargos;
iii. Pagamentos de custos operacionais e despesas de capital, incluindo bens e serviços a Subcontratados Principais, subcontratados não residentes, remuneração do pessoal e outras obrigações que devem ser cumpridas fora do país durante as fases de Pesquisa, Desenvolvimento e Expansão;
iv. Cumprimento de obrigações fiscais e demais encargos com o Estado;
v. Pagamentos ao Estado resultantes da venda de petróleo ao abrigo dos Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção;
vi. Pagamentos devidos à Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, nos termos da lei.

2. Após os pagamentos referidos no número anterior, o excedente das receitas de exportação e de rendimentos gerados no exterior deve ser remetido para um banco a operar na República de Moçambique no prazo de noventa dias, contados a partir da data do pagamento da prestação e da sua realização, respectivamente.

Artigo 116
(Financiamento de operações)

1. O Banco de Moçambique pode autorizar a contracção de crédito para financiamento de operações das concessionárias mediante apresentação de planos anuais de financiamento, devendo estes conter as projecções e os termos e condições de financiamento.
2. Os créditos contraídos nos termos do número anterior devem ser registados no Banco de Moçambique.
3. As alterações significativas aos termos e condições que fundaram a autorização dos créditos a que se refere o presente artigo estão sujeitas a autorização.
4. Consideram-se alterações significativas dos termos e condições, o incremento da taxa de juros acima da margem de dois pontos percentuais, a agravação das garantias, ou a introdução de encargos não previstos nos termos e condições apreciados pelo Banco de Moçambique.
5. O financiamento das operações das Concessionárias é da sua exclusiva responsabilidade.
6. As Concessionárias financiam a sua quota-parte do investimento necessário à execução das operações, na íntegra, em moeda estrangeira.
7. Sem prejuízo do cumprimento de obrigações fiscais e demais encargos com o Estado, para atender a pagamentos directos aos fornecedores de bens e serviços contratados a partir do exterior, os desembolsos de crédito e de investimento podem, nas fases de Pesquisa, Desenvolvimento e Expansão, ser efectuados directamente nas contas no exterior.
8. O reembolso de crédito, incluindo os suprimentos, pagamento de juros e outros encargos relacionados com o mesmo, é efectuado através das contas no exterior, constituídas para o efeito e provisionadas com as receitas de exportação retidas no

montante até ao limite de prestações vincendas, nos termos dos documentos de financiamento.

Artigo 117
(Projecção de receitas fiscais, orçamento cambial de receitas e despesas)

1. As Concessionárias devem remeter ao Banco de Moçambique, até 30 de Novembro de cada ano, a projecção de receitas de exportação, de despesas e de receitas fiscais para o ano seguinte, para efeitos de acompanhamento da execução das operações cambiais dos projectos.

2. As concessionárias devem igualmente remeter ao Banco de Moçambique até a data acima referida, o orçamento anual de investimento.

Artigo 118
(Registo de investimento estrangeiro)

1. O registo de investimento directo estrangeiro é efectuado com a observância dos seguintes procedimentos:

a) Apresentação de cópia do bordereaux bancário emitido pelo banco da concessionária comprovando a recepção da moeda estrangeira a favor do empreendimento, quando o investimento seja feito através da entrada de moeda estrangeira;

b) Apresentação dos documentos únicos, quando o investimento seja feito através da importação de equipamento, maquinaria e outros bens materiais previstos nos termos do contrato.

2. Quando o investimento incorpore serviços especializados, nas fases de Pesquisa, Desenvolvimento e Expansão, o registo é feito com base na certificação dos auditores, anexando a prova do cumprimento das obrigações fiscais e demais encargos com o Estado inerentes, no prazo de trinta dias.

Artigo 119
(Prestação de informação)

1. Relativamente às contas abertas nos termos dos artigos 114 e 115, as Concessionárias devem facultar ao Banco de Moçambique todos os elementos de identificação das mesmas, designadamente o banco e seu domicílio, o (s) número (s) de conta (s), bem assim outros elementos relevantes, no prazo de quinze, contados da sua abertura.

2. No âmbito da movimentação das contas no exterior, referidas no artigo 115, as Concessionárias devem:

a) Reportar ao Banco de Moçambique de forma periódica os movimentos nas contas, devendo ordenar ao seu banco o envio de extractos trimestrais directamente ao Banco de Moçambique;

b) Renunciar, nos termos definidos pelo Banco de Moçambique, aos seus direitos de sigilo bancário em benefício do mesmo, de modo a permitir o acesso à informação bancária e tornar possível a realização de auditorias;

c) Suportar as despesas relativas às auditorias, sendo estas consideradas custos recuperáveis.

3. As concessionárias devem, numa base trimestral, remeter ao Banco de Moçambique, nos termos por este definidos, a lista detalhada de contratos celebrados com entidades não-residentes fornecedoras de bens e serviços, podendo este solicitar cópias dos referidos contratos.

Artigo 120
(Visita às instalações)

O Banco de Moçambique pode, mediante notificação prévia, visitar as instalações das Concessionárias, bem assim as áreas operacionais do projecto, devendo estas prestar toda a colaboração que se mostrar necessária ao propósito da visita.

15. AVISO N. º 7/GBM/2018, Maputo,12 de Setembro de 2018

Na sequência do estabelecimento, nos termos da secção 1 do capítulo VI do Aviso n.º 20/GBM/2017, de 27 de Dezembro, de um regime cambial especial para as operações de petróleo e gás, com vista a dar um tratamento adequado às especificidades das operações e ao volume de investimentos nesta área, mostra-se necessário criar normas e procedimentos complementares para materialização das disposições do referido regime, mormente quanto ao financiamento das operações das concessionárias e entidades de objecto específico, e ao financiamento, por estas empresas relacionadas não residentes.

O Banco de Moçambique, no uso da competência que lhe é conferida pelo artigo 5 do Decreto n.º 49/2017, de 11 de Setembro, determina:

Artigo 1
(Objecto)

O presente Aviso estabelece as normas e estabelecimentos complementares a observar na realização de operações cambiais ligadas ao financiamento das actividades das concessionárias e entidades de objecto específico, bem assim ao financiamento de empresas relacionadas não residentes, incluindo por via do mecanismos de partilha de fundos (*cash pooling mechanism*).

Artigo 2
(Âmbito)

As disposições do presente Aviso somente se aplica às operações cambiais realizadas pelas concessionárias e entidades de objecto específico.

Artigo 3
(Financiamento de operações)

1. A contratação de crédito externo pelas entidades referidas no artigo anterior, nos termos do número 1 do artigo 116 do Aviso n.º20/GBM/2017, de 27 de Dezembro, que estabelece normas e procedimentos a observar na realização de operações cambiais, carece de autorização prévia do Banco de Moçambique.
2. O pedido de autorização é efectuado junto do Banco de Moçambique, mediante de apresentação do plano anual de financiamento, que deve conter, entre outras, as seguintes informações:

a) Identificação das partes;
b) Moeda e montante;
c) Taxa de juro e a respectiva margem;
d) Plano de amortização.

3. Para efeitos de atribuição de referências, o mutuário deve remeter ao Banco de Moçambique o contrato de financiamento.

4. O registo de desembolso de fundos relacionados com o crédito contraído nos termos do número 1 é efectuado junto do banco intermediário.

5. Quando o desembolso é realizado através de pagamento directo ao fornecedor estrangeiro de equipamento, maquinaria e serviços especializados a partir da conta bancária no exterior, o registo é efectuado junto ao Banco de Moçambique, com base na certificação do auditor licenciado a operar em Moçambique.

Artigo 4
(Financiamento a empresas relacionadas não residentes)

1. As operações de financiamento a empresas relacionadas não residentes, incluindo por via de mecanismos de partilha de fundos, assumem a natureza de crédito.

2. A entidade requerente deve remeter ao Banco de Moçambique, até 30 de Novembro, o plano de financiamento a empresas relacionadas para o ano seguinte, instruído, no mínimo com o seguinte documentos e informações:

a) Previsão das receitas e despesas do ano a que o plano diz respeito;
b) Deliberação do órgão social competente da entidade requerente que aprova o plano anual de financiamento;
c) Contratos do ano anterior, contendo os termos e condições em que os fundos foram disponibilizados ao exterior;
d) Valor projectado dos créditos a conceder por via de mecanismos de partilha de fundos para o ano seguinte;
e) Relatório de execução do plano anual de financiamento a empresa relacionada não residente, do ano anterior;
f) Certidão de quitação fiscal referente aos rendimentos do ano anterior que confirme o cumprimento das obrigações fiscais.

3. O início da utilização do mecanismo de partilha de fundos pelas concessionárias e entidades de objecto específico pressupõe a aprovação pelo Banco de Moçambique do modelo do contracto, que deve ser submetido, nos termos do número anterior, com excepção dos documentos referidos nas alíneas c), e) e f).

4. Para efeito de atribuição de referências , o mutuante deve remeter ao Banco de Moçambique o contrato de financiamento.

5. O registo de desembolso de fundos relacionados com crédito a empresa relacionada não residente é efectuado junto do banco intermediário.

6. As entidades abrangidas pelo presente Aviso devem efectuar pagamentos de acordo com o Artigo 111º do Aviso n.º 20/GBM/2017, de 27 de Dezembro, que estabelece normas e procedimentos a observar na realização de operações cambiais.

7. Não é permitido às entidades abrangidas pelo presente Aviso manter no exterior os fundos necessários para as seguintes finalidades:

a) Pagamento de bens e serviços fornecidos por entidades residentes e não residentes;
b) Outras obrigações não abrangidas pela alínea b) do número 1 do Artigo 115º do Aviso n.º 20/GBM/2017, de 27 de Dezembro, que estabelece normas e procedimentos a observar na realização de operações cambiais.

8. No âmbito do estabelecido do número anterior, a entidade requerente deve proceder ao envio de extrato trimestrais directamente ao Banco de Moçambique.
9. Os rendimentos resultantes do financiamento concedido a empresas relacionadas estão sujeitos aos deveres de declaração e repatriamento.
10. A violação recorrente das normas e procedimentos cambiais pode determinar a suspensão, por um período mínimo de seis meses e máximo de um ano, da utilização de sistema de planos anuais de financiamento a empresas relacionadas não residentes.

Artigo 5
(Investimento directo estrangeiro em Moçambique)

1. Está autorizado o investimento directo estrangeiro em Moçambique, ficando apenas sujeito ao registo junto do banco intermediário.
2. O registo cambial de transferência de rendimento de investimento directo estrangeiro, na forma de lucros ou dividendos distribuídos, efectiva-se mediante a apresentação, pelo interessado, dos seguintes elementos ao banco intermediário:

a) Documentos de identificação das partes;

b) Comprovativo de registo de investimento directo estrangeiro;
c) Declaração emitida pelo auditor independente confirmando que os lucros são resultantes do exercício ou dos exercícios em causa e resultam de operações relacionadas com as actividades da empresa;
d) Comprovativo do consentimento do competente órgão social ou, tratando-se de transferência de dividendos, acta da assembleia geral que deliberou a distribuição;
e) Comprovativo de cumprimento de obrigações fiscais relativa à transação.

3. Nos casos em que não seja possível apresentar a declaração do auditor, a entidade auditada assume o compromisso de fazer no

prazo de 90 (noventa) dias, contados a partir do fecho do exercício económico.

4. A transferência de lucros e dividendos intercalares ou definitivos é feita a partir do sistema bancário nacional, incluindo a partir da conta específica.

Artigo 6
(Pagamento de bens e serviços a partir de contas bancárias no exterior)

Sem prejuízo do disposto no inciso iii) da alínea b) do número 1 do artigo 115º do Aviso n.º 20/GBM/2017, de 27 de Dezembro, que estabelece normas e procedimentos a observar na realização de operações cambiais, quando o beneficiário dos pagamentos seja entidade residente, estes são efectuados em moeda nacional.

Artigo 7
(Regime sancionatório)

A violação das disposições previstas no presente Aviso é punível nos termos dos artigos 10 e seguintes da Lei n.º 11/2009, de 11 de Março, que prova a Lei Cambial.

Artigo 8

[.....] n.d.r

As dúvidas que surgem da interpretação do presente Aviso deverão ser submetidas ao Departamento de Licenciamento e Controlo Cambial do Banco de Moçambique.

Artigo 9

[.....] n.d.r

O presente aviso entra em vigor na data da sua publicação.

Rogério Lucas Zandamela
Governador