

**2º ACORDO COMPLEMENTAR AO CONTRATO DE  
CONCESSÃO PARA PESQUISA E PRODUÇÃO PARA A  
ÁREA 4 OFFSHORE DO BLOCO DO ROVUMA**

DATADO DE 9 de Agosto 2019

entre

**O GOVERNO DA REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE**

e

**MOZAMBIQUE ROVUMA VENTURE S.P.A.**

**KG MOZAMBIQUE LTD**

**GALP ENERGIA ROVUMA B.V.**

**EMPRESA NACIONAL DE HIDROCARBONETOS, E.P.**



KRC/SC/NP/2019/6231

23.12.19

TRIBUNAL ADMINISTRATIVO

VISTO  
Maputo, 23 de Agosto de 2019  
O JUIZ CONSELHEIRO

2º Acordo Complementar da Área 4

ESTE 2º ACORDO COMPLEMENTAR AO CONTRATO DE CONCESSÃO PARA PESQUISA E PRODUÇÃO DA ÁREA 4 OFFSHORE DO BLOCO DE ROVUMA ("**2º Acordo Complementar da Área 4**") é celebrado a 9 de Agosto 2019, pelas e entre as partes abaixo mencionadas, como um complemento ao Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção para a Área 4 Offshore do Bloco do Rovuma, na República de Moçambique, datado de 20 de Dezembro de 2006 e atribuído nos termos da Lei n.º 3/2001, de 21 de Fevereiro, Lei dos Petróleos, e cujos termos foram aprovados pelo Decreto n.º 68/2006, de 26 de Dezembro (conforme novado e alterado, o "**CCPP**").

- (1) O Governo da República de Moçambique ("**Governo**"), representado pelo Ministro dos Recursos Minerais e Energia ("**MIREME**");
- (2) A Mozambique Rovuma Venture S.p.A (previamente denominada Eni East Africa S.p.A.), uma sociedade constituída de acordo com as leis da Itália, actual Operador da Área 4 Offshore do Bloco do Rovuma ("**MRV**");
- (3) A Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P., uma sociedade constituída de acordo com as leis da República de Moçambique ("**ENH**");
- (4) A Galp Energia Rovuma B.V., uma sociedade constituída de acordo com as leis dos Países Baixos ("**Galp Rovuma**");
- (5) A KG Mozambique Ltd., uma sociedade constituída nos termos das leis da República das Ilhas Marshall ("**KOGAS Mozambique**").

A MRV, a ENH, a Galp Rovuma e a KOGAS Mozambique celebraram este 2º Acordo Complementar da Área 4 na qualidade de "**Concessionária**" nos termos do CCPP, sendo a Concessionária e o Governo individualmente denominados por "**Parte**" e colectivamente por "**Partes**".

**CONSIDERANDO QUE:**

- A) O CCPP foi atribuído às partes iniciais, Eni East Africa S.p.A. (que subsequentemente alterou o seu nome para Mozambique Rovuma Venture S.p.A., "**MRV**") e ENH, tendo ocorrido a transferência de interesse participativo pela MRV para a Galp Exploração e Produção Petrolífera, S.A. e para a KOGAS Mozambique, em 2007 e 2008, respectivamente.
- B) A 26 de Julho de 2013, a CNODC Dutch Cooperatief U.A. adquiriu uma participação de 28,57% na Eni East Africa, S.p.A, adquirindo dessa forma uma participação indirecta de 20% no CCPP. Essa venda foi aprovada pelo Governo e notificada pelo Instituto Nacional de Petróleos ("**INP**") a 12 de Julho de 2013.
- C) Em 2 de Dezembro de 2014, o Decreto-Lei n.º 2/2014, de 2 de Dezembro (o "**Decreto Lei**"), estabeleceu o quadro jurídico e contratual especial aplicável ao Projecto de Gás Natural Liquefeito nas Áreas 1 e 4 da Bacia do Rovuma e a cada



Empreendimento da Bacia do Rovuma, juntamente com, entre outra legislação, a Lei de Petróleos, Lei n.º 21/2014, de 18 de Agosto (a "**Lei de Petróleos**") e o Regulamento das Operações Petrolíferas, Decreto n.º 34/2015, de 31 de Dezembro (o "**Regulamento das Operações Petrolíferas**").

- D) Na sequência da carta do Ministro dos Recursos Minerais e Energia (datada de 27 de Fevereiro de 2017, com a Referência N.º 61/MIREME/GM/2017/920), foi aprovada a aquisição pela ExxonMobil Development Africa B.V. ("**EMDA**") de uma participação de 35,714285% na EEA.
- E) A 7 de Novembro de 2017, as Partes celebraram um "Acordo Complementar" para complementar o CCPP, aprovado pelo Governo a 27 de Outubro de 2017, ao abrigo do Decreto n.º 56/2017 de 27 de Outubro, nos termos do qual (entre outros) a ExxonMobil (conforme aí definida) foi designada como operador de Operações de Liquefacção e Outras Relacionadas (conforme aí definidas) ("**Operador Designado de Operações de Liquefacção e Outras Relacionadas**") e a Eni (conforme aí definida) foi designada como operador de Operações Offshore (conforme aí definidas) ("**Operador Offshore Designado**"), continuando a MRV (antes referida como Eni East Africa S.p.A.) a ser o Operador ao abrigo do CCPP e do Acordo de Operações Conjuntas (o "**Acordo Complementar de Operador Designado**").
- F) A 22 de Novembro de 2017, por via do Ofício N.º 4897/3aV/TA/2017, o Tribunal Administrativo concedeu o visto ao Acordo Complementar de 7 de Novembro de 2017.
- G) A 13 de Dezembro de 2017, a EMDA adquiriu uma participação de 35,714285% na Eni East Africa S.p.A., adquirindo assim uma participação indirecta de 25% no CCPP, e a Eni East Africa S.p.A alterou o seu nome para Mozambique Rovuma Venture S.p.A.
- H) Para permitir: (1) o Financiamento, Desenvolvimento e operação de cada Empreendimento da Área 4 a ser posteriormente desenvolvido em função do respectivo Plano de Desenvolvimento aprovado, bem como (2) marketing, vendas e transporte do Petróleo dos Depósitos de Petróleo na "Área de Desenvolvimento e Produção" delineada e aprovada, para qualquer Empreendimento da Área 4, as Partes acordaram em celebrar o presente 2º Acordo Complementar da Área 4 para definir certos termos complementares a aplicar a Empreendimentos da Área 4.
- I) A 28 de Setembro de 2017 o Ministério da Terra, Ambiente e Desenvolvimento Rural atribuiu um título de uso e aproveitamento da terra emitido pela Direcção Nacional de Terras com o número 004/2017 à Rovuma Basin LNG Land, Lda. (o "**DUAT**").
- J) O presente 2º Acordo Complementar da Área 4 é um acordo celebrado no âmbito de aplicação do Artigo 34 do CCPP e do n.º 3, do Artigo 2, do Decreto-Lei e complementa o CCPP no que respeita às Operações Petrolíferas desenvolvidas pela Concessionária ao abrigo de Planos de Desenvolvimento aprovados pelo Governo em relação aos Empreendimentos da Área 4.



ASSIM SENDO, foi acordado o seguinte:

### Cláusula 1 Definições

- 1.1 Salvo definição em contrário no presente 2º Acordo Complementar da Área 4, as definições estipuladas na Lei dos Petróleos, no Decreto-Lei, no Regulamento das Operações Petrolíferas e no CCPP aplicam-se a este 2º Acordo Complementar da Área 4.
- 1.2 "**Empreendimento da Área 4**" significa qualquer Empreendimento da Bacia do Rovuma, conforme definido no Decreto-Lei, a ser implementado pela Concessionária ao abrigo do respectivo Plano de Desenvolvimento conforme aprovado pelo Governo (excluindo o Projecto da Bacia do Rovuma nos termos do Plano de Desenvolvimento intitulado "Projecto FLNG Coral Sul, localizado na parte sul do reservatório Coral Eoceno 4:1 na Área 4 Offshore da Bacia do Rovuma" aprovado a 23 de Fevereiro de 2016 pelo Governo).
- 1.3 "**EOE da Área 4**" significa cada Entidade de Objecto Específico aprovada pelo Governo ao abrigo do Artigo 4 do Decreto-Lei e constituída para prosseguir actividades relacionadas com um ou mais Empreendimentos da Área 4 (excluindo qualquer EOE Partilhada).
- 1.4 "**EOE Partilhada**" significa a Mozambique MOF Company, S.A., a Mozambique LNG Marine Terminal Company, S.A., a Rovuma Basin LNG Land, Lda. e qualquer outra Entidade de Objecto Específico detida conjuntamente pela Área 1 e pela Área 4 e aprovada pelo Governo ao abrigo do Artigo 4 do Decreto-Lei.
- 1.5 "**Gás Natural por Gasoduto**" significa o Gás Natural entregue ou que venha a ser entregue no estado gasoso no ponto de entrega descrito na Cláusula 5.1(b).
- 1.6 "**Gás Natural Relevante**" significa:
  - (a) o Gás Natural produzido num Empreendimento da Área 4 e entregue como GNL no Ponto de Entrega conforme descrito na Cláusula 5.1(a); e
  - (b) o Gás Natural produzido num Empreendimento da Área 4 e entregue como Gás Natural por Gasoduto no Ponto de Entrega conforme descrito na Cláusula 5.1(b).
- 1.7 "**MMBtu**" significa um milhão (1.000.000) de Unidades Térmicas Britânicas.
- 1.8 "**Operador Designado**" significa o Operador Designado de Operações de Liquefacção e Outras Relacionadas ou o Operador Offshore Designado (conforme aplicável).
- 1.9 "**Receitas Take-Or-Pay**" significa quantias recebidas pela Concessionária de um comprador em virtude da obrigação de tal comprador ter de pagar o Gás Natural



Relevante ao abrigo de um contrato de compra e venda que não tenha sido tomado por tal comprador.

- 1.10 "Unidade Térmica Britânica" significa uma unidade térmica britânica equivalente a 1055,05 J joules.

## Cláusula 2

### Objecto

Constitui objecto do presente 2º Acordo Complementar da Área 4, permitir:

- (a) o Financiamento, Desenvolvimento e operação de Empreendimentos da Área 4 desenvolvidos de acordo com cada Plano de Desenvolvimento aprovados pelo Governo relativamente a tal Empreendimento da Área 4; e
- (b) o marketing, a venda e o transporte de Petróleo dos Depósitos de Petróleo, dentro da "Área de Desenvolvimento e Produção" especificados em cada Plano de Desenvolvimento conforme aprovado pelo Governo relativamente a tais Empreendimentos da Área 4.

## Cláusula 3

### Âmbito

- 3.1 O âmbito de aplicação do presente 2º Acordo Complementar da Área 4 está limitado a cada Empreendimento da Área 4, às Infra-estruturas do Projecto da Bacia do Rovuma ("PBR") relacionadas com cada Empreendimento da Área 4 e à realização de Operações Petrolíferas (incluindo liquefacção de Gás Natural) do PBR, de acordo com o respectivo Plano de Desenvolvimento aprovado pelo Governo.
- 3.2 O presente 2º Acordo Complementar da Área 4 não se aplica ao "Projecto FLNG Coral Sul localizado na parte sul do reservatório Coral Eoceno 441 na Área 4 Offshore da Bacia do Rovuma" aprovado a 23 de Fevereiro de 2016 pelo Governo.

## Cláusula 4

### Entidades de Objecto Específico

- 4.1 A Concessionária garante, a todo o momento, perante o Governo, que cada EOE da Área 4 se compromete a:
  - (a) desenvolver as actividades para as quais tenha sido autorizada a exercer em conformidade com as disposições do CCPP e da legislação moçambicana aplicável, nos mesmos termos em que a Concessionária o faria;
  - (b) submeter-se à fiscalização, inspecção e auditoria por parte do Governo e fornecer ao Governo qualquer informação e/ou relatórios, relativos às



actividades autorizadas, nos mesmos termos em que a Concessionária o faria, conforme disposto no CCPP e na legislação moçambicana aplicável;

- (c) cumprir com todas as suas obrigações e deveres relativos às actividades para as quais tenha sido autorizada a exercer, incluindo, mas não se limitando, aos seguros referentes às operações que irá realizar relativamente às Infra-estruturas do PBR detidas e operadas por essa EOE da Área 4, nos mesmos termos em que a Concessionária o faria, nos termos do CCPP e demais legislação moçambicana aplicável;
- (d) financiar-se, inclusive a partir de fundos do Fundo de Desmobilização, para a execução do Plano de Desmobilização aprovado pelo Governo, na medida em que se refira às Infra-estruturas do PBR detidas e operadas por essa EOE da Área 4 e que esse Plano de Desmobilização seja implementado de acordo com a legislação Moçambicana aplicável;
- (e) não desenvolver quaisquer actividades que não as que tenha sido autorizada a exercer; e
- (f) não alienar, nem constituir garantias sobre, quaisquer dos seus direitos ou bens a não ser no exercício das actividades autorizadas, ou ao abrigo de um Financiamento aprovado pelo Governo ao abrigo do Artigo 16 do Decreto-Lei.

4.2 Em conexão com a Cláusula 4.1(a) acima, e para os efeitos do n.º 3, do Artigo 2, do Decreto-Lei, cada EOE da Área 4 realiza as actividades para as quais tenha sido autorizada pelo Governo, de acordo com o disposto no CCPP, sem contrato de concessão de Operações Petrolíferas.

4.3 O requisito previsto no Artigo 4.10(b) do CCPP (Garantia da Empresa-Mãe) para a prestação da garantia da empresa-mãe, não é aplicável às EOE's da Área 4, ficando esta da responsabilidade da Concessionária ao abrigo do CCPP.

4.4 A Concessionária e cada EOE da Área 4 podem, em relação a Empreendimentos da Área 4, exercer os seus direitos e privilégios, limitados ao objecto para o qual cada EOE da Área 4 tenha sido criada, e cumprir com as suas obrigações, ao abrigo do Decreto-Lei, do CCPP e do presente 2º Acordo Complementar da Área 4 e demais legislação moçambicana aplicável, incluindo realizar actividades que tenham sido autorizadas a realizar, que decorram de ou estejam relacionadas com a construção, operação e uso das Infra-estruturas do PBR relevantes, através (i) do Operador Designado de Operações de Liquefacção e Outras Relacionadas, no exercício de Operações de Liquefacção e Outras Relacionadas e (ii) do Operador Offshore Designado, no exercício de Operações Offshore.

4.5 Na realização de Operações Petrolíferas (incluindo a execução de contratos de prestação de serviços celebrados com a Concessionária, EOE's da Área 4 ou EOE's Partilhadas), o Operador Designado de Operações de Liquefacção e Outras Relacionadas, no exercício de tais Operações de Liquefacção e Outras Relacionadas e o Operador Offshore Designado, no exercício de Operações Offshore, podem exercer os mesmos direitos e privilégios, incluindo relativamente ao regime cambial



e ao regime fiscal, tal como conferidas à MRV na qualidade de Operador e estendidas a cada EOE da Área 4.

- 4.6 Em conexão com as Cláusulas 4.1(b) acima, a Concessionária deve garantir que cada EOE da Área 4 constituída em qualquer jurisdição transparente fora da República de Moçambique para efeitos de actividades de Financiamento, venda ou transporte marítimo deverá prestar ao Governo todas as informações sobre cada EOE da Área 4 que sejam solicitadas pelo Governo.
- 4.7 No exercício das actividades que tenha sido autorizada a exercer e de forma a cumprir as obrigações relacionadas, cada EOE da Área 4 poderá exercer os direitos e privilégios relevantes aplicáveis a essas actividades, conforme sejam concedidos à Concessionária nos termos do CCPP e do Decreto-Lei.
- 4.8 Qualquer acto ou omissão de uma EOE da Área 4 no desenvolvimento das actividades que tenha sido autorizada a exercer, incluindo qualquer incumprimento das disposições do CCPP aplicáveis a essas actividades, deve ser tratada como um acto ou omissão da Concessionária para efeitos do CCPP e da legislação moçambicana aplicável.
- 4.9 Sujeito aos termos de qualquer Financiamento aprovado:
- (a) aquando da caducidade, renúncia ou cessação do CCPP (de acordo com os seus termos) a Concessionária deve garantir que, sob opção discricionária do Governo:
- (i) a EOE da Área 4 proprietária das Infra-estruturas do PBR transfere tais Infra-estruturas do PBR ao Estado ou a uma Pessoa Moçambicana totalmente detida ou controlada pelo Estado; ou
- (ii) se acordado entre o Governo e a Concessionária, a Concessionária transmite (ou providencia a transmissão de) as participações sociais dessa EOE da Área 4 para o Estado ou uma Pessoa Moçambicana totalmente detida ou controlada pelo Estado, em termos e condições mutuamente acordados; e
- (b) as disposições do n.º 2, Artigo 20, do CCPP são aplicáveis, *mutatis mutandis*, a qualquer tal transmissão feita por uma EOE da Área 4 das suas Infra-estruturas do PBR.
- 4.10 Salvo conforme estabelecido no Decreto-Lei, as participações sociais de cada EOE da Área 4 serão detidas por:
- (a) Pessoas que constituam a Concessionária, na mesma proporção dos seus Interesses Participativos ao abrigo do CCPP; e/ou
- (b) outras Pessoas às quais seja permitido deter participações sociais em Entidades de Objecto Específico, reflectindo a mesma proporção dos Interesses Participativos ao abrigo do CCPP que sejam, directa ou indirectamente, detidos pela última empresa-mãe da Pessoa relevante.



e, nenhuma transmissão de participação social ou Interesse Participativo directo ou indirecto deve ser efectuada sem a autorização do Governo e sem a transmissão da correspondente parte de Interesse Participativo ou participação social.

- 4.11 Para efeitos de determinação de recuperação de custos e direito ao lucro nos termos do Artigo 9 do CCPP, relativamente aos Empreendimentos da Área 4:
- (a) sujeito ao disposto na Cláusula 4.11(b), os custos e as receitas, conforme previstos no Anexo 5 deste 2º Acordo Complementar da Área 4 e incluindo, para efeitos do disposto no Artigo 9.10(b) do CCPP, o Imposto Sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas liquidado, incorridos ou recebidos por:
    - (i) uma EOE da Área 4 em virtude da prossecução das suas actividades autorizadas deverão ser considerados como se estes custos e receitas fossem directamente incorridos ou obtidas pela Concessionária; ou
    - (ii) uma EOE Partilhada em virtude da prossecução das suas actividades autorizadas deverão, na medida em que esses custos e receitas (conforme aplicável) sejam atribuíveis a um Empreendimento da Área 4, ser considerados como se estes custos e receitas fossem directamente incorridos ou obtidas pela Concessionária, e
  - (b) os custos e receitas resultantes de transacções entre uma EOE da Área 4 ou uma EOE Partilhada e a Concessionária, incluindo transacções concluídas pela Operadora em nome da Concessionária ao abrigo do Acordo de Operações Conjuntas (Anexo F do CCPP) ou entre EOE(s) da Área 4 e/ou EOE(s) Partilhada(s), deverão ser desconsiderados.
- 4.12 Excepto no caso de uma EOE da Área 4 constituída com a finalidade de *marketing* ou vendas, comercialização de GNL, Gás Natural por Gasoduto, condensado ou quaisquer outros líquidos, todos os valores cobrados por serviços prestados por Operações Petrolíferas por uma EOE da Área 4, EOE Partilhada e/ou Operador Designado a uma EOE da Área 4, EOE Partilhada ou à Concessionária (conforme aplicável) serão efectuados com base nos custos reais, sem incluir margem de lucro. O Governo deve assegurar que a Concessionária não sofrerá quaisquer perdas no caso de uma autoridade governamental moçambicana tratar tais preços como incluindo uma margem de lucro.
- 4.13 A Concessionária deve assegurar que:
- (a) cada EOE da Área 4 forneça ao Governo uma declaração de compromisso assinada, na forma estabelecida no Anexo 2 (uma "**Declaração de Compromisso da EOE da Área 4**"); e
  - (b) quando as participações sociais de uma EOE da Área 4 forem detidas por uma Pessoa que não seja uma Pessoa que constitua a Concessionária, tal Pessoa fornecerá ao Governo uma declaração de compromisso assinada, na forma estabelecida no Anexo 3 (uma "**Declaração de Compromisso do Acionista**"),



em ambos os casos, no prazo de trinta (30) dias a contar a constituição da EOE da Área 4 relevante.

- 4.14 As EOE's da Área 4 podem construir e deter Infra-estruturas do PBR na área do DUAT, conforme previsto no Artigo 11.º do Decreto-Lei e demais legislação moçambicana aplicável.

#### **Cláusula 5**

#### **Pontos de Entrega e Determinação do Valor de GNL, Gás Natural por Gasoduto**

- 5.1 O Ponto de Entrega, para efeitos dos Empreendimentos da Área 4, será:
- (a) para GNL, a flange de saída do braço de carga de GNL, conforme especificado no Plano de Desenvolvimento aprovado pelo Governo aplicável, ou em outro ponto que possa ser acordado entre o MIREME e a Concessionária;
  - (b) para Gás Natural por Gasoduto, a flange de entrada do gasoduto de transporte de Gás Natural por Gasoduto relevante dentro do DUAT, conforme especificado no Plano de Desenvolvimento aprovado pelo Governo aplicável, ou em outro ponto que possa ser acordado entre o MIREME e a Concessionária; e
  - (c) para todos os outros líquidos, conforme especificado no CCPP.
- 5.2 Para efeitos do CCPP, o valor calculado para o Gás Natural produzido a partir de cada Empreendimento da Área 4 e entregue como GNL ou Gás Natural por Gasoduto deve ser calculado separadamente para efeitos de Imposto sobre a Produção de Petróleo e Petróleo Disponível, e num mês de calendário será:
- (a) no caso de vendas a Empresas não-Afiliadas, igual à média ponderada dos preços de venda de Gás Natural Relevante em dólares dos Estados Unidos por MMBtu, calculado como Receitas Brutas recebidas em relação a todas as vendas a Empresas não-Afiliadas de Gás Natural Relevante carregado como GNL ou entregue como Gás Natural por Gasoduto durante esse mês menos as Deduções aplicáveis (conforme definidas no Anexo 5 deste 2º Acordo Complementar da Área 4) incorridas relativamente a essas vendas, dividido pelo volume total, em MMBtu, de Gás Natural Relevante carregado como GNL ou entregue como Gás Natural por Gasoduto durante o mês em relação a tais vendas; e
  - (b) no caso de vendas a Empresas Afiliadas, a média ponderada do preço de venda de Gás Natural Relevante em dólares dos Estados Unidos por MMBtu, calculado como Receitas Brutas recebidas em relação a todas as vendas a Empresas Afiliadas de Gás Natural Relevante carregado como GNL ou entregue como Gás Natural por Gasoduto durante esse mês menos as Deduções aplicáveis (conforme definidas no Anexo 5 deste 2º Acordo Complementar da Área 4) incorridas relativamente a essas vendas, dividido pelo volume total, em MMBtu, de Gás Natural Relevante carregado



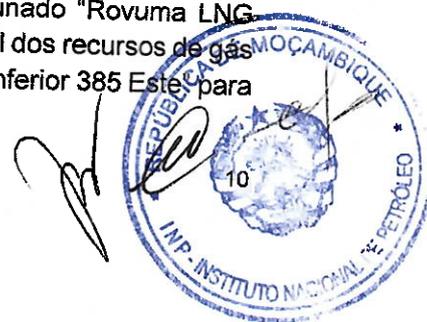
GNL ou entregue como Gás Natural por Gasoduto durante o mês em relação a tais vendas,

sempre na condição de que não haverá dupla contagem das receitas ao abrigo deste 2º Acordo Complementar da Área 4 e/ou ao abrigo do CCPP e/ou ao abrigo do Acordo Complementar do Coral Sul celebrado entre as Partes em 1 de Junho de 2017.

- 5.3 No caso de vendas de GNL a Empresas Afiliadas ao abrigo de contratos de compra e venda com duração superior a 12 (doze) meses, o preço e termos a constar em tais contratos de compra e venda de GNL, baseado em termos e preços que reflectam os termos e preços de mercado entre pessoas não relacionadas (*arm's length*), deverá ser acordado entre o MIREME e a Concessionária e observar os procedimentos para aprovação pelo MIREME de tais contratos de compra e venda de GNL estabelecidos na Cláusula 9 e no Anexo 4 deste 2.º Acordo Complementar da Área 4.
- 5.4 Se for necessário recorrer a GNL substituto ou Gás Natural por Gasoduto substituto, a Concessionária poderá propor ao MIREME, para aprovação, um procedimento para a utilização de GNL substituto ou Gás Natural por Gasoduto substituto, devendo as Partes acordar, previamente, na adopção de tal proposta e nos termos da sua concretização, incluindo o tratamento a dar aos custos e receitas associadas com tal GNL substituto ou Gás Natural por Gasoduto substituto para efeitos deste 2º Acordo Complementar da Área 4.

#### **Cláusula 6** **Pagamento da Quota-parte do Governo**

- 6.1 O Governo deve receber da Concessionária a sua quota-parte das receitas de vendas de GNL e de Gás Natural por Gasoduto produzido a partir dos Empreendimentos da Área 4, em conformidade com as disposições estabelecidas no Anexo 1.
- 6.2 Em relação ao direito de opção do Governo, ao abrigo do disposto na legislação aplicável, e do CCPP, de receber, da Concessionária, o pagamento do Imposto sobre a Produção de Petróleo, total ou parcialmente, em espécie, o Governo opta, nos termos deste Contrato, e para os efeitos do CCPP e da legislação aplicável, em não receber o Imposto sobre a Produção de Petróleo em espécie através de Gás Natural (seja em estado gasoso ou liquefeito) do Empreendimento da Área 4 desenvolvido ao abrigo do Plano de Desenvolvimento denominado "Rovuma LNG Plano de Desenvolvimento relativo ao (i) Desenvolvimento inicial dos recursos de gás dos Reservatórios do Mamba; e (ii) do Reservatório Oligoceno Inferior 385 Este" para o Projecto da Bacia de Rovuma a ser aprovado pelo Governo, comprometendo-o neste empreendimento para venda conjunta pela Concessionária.
- 6.3 Em relação ao direito de opção do Governo, nos termos do CCPP, em receber a sua quota-parte do Petróleo Lucro em espécie, o Governo opta, nos termos deste Contrato, em não receber a sua quota-parte do Petróleo Lucro em espécie através de Gás Natural (seja em estado gasoso ou liquefeito) do Empreendimento da Área 4 desenvolvido ao abrigo do Plano de Desenvolvimento denominado "Rovuma LNG Plano de Desenvolvimento relativo ao (i) Desenvolvimento Inicial dos recursos de gás dos Reservatórios do Mamba; e (ii) do Reservatório Oligoceno Inferior 385 Este" para



o Projecto da Bacia de Rovuma a ser aprovado pelo Governo, comprometendo-o neste empreendimento para a venda conjunta pela Concessionária.

- 6.4. Nada no presente artigo, bem como o estipulado em todo o texto do presente 2º Acordo Complementar da Área 4, limita ou retira o direito e opção legais do Governo em receber o Imposto sobre a Produção de Petróleo em espécie, na medida dos direitos do Governo referidos no Artigo 27 do CCPP ao abrigo da legislação moçambicana aplicável, por razões imperativas de interesse e segurança nacional, de adquirir Gás Natural produzido na Área do CCPP em qualquer das formas, incluindo condensado e outros líquidos.

#### **Cláusula 7**

#### **Aditamentos ao Anexo C do CCPP, relativo aos Procedimentos Contabilísticos e Financeiros**

- 7.1 O Anexo "C" ao CCPP, relativo aos Procedimentos Contabilísticos e Financeiros, será, para efeitos dos Empreendimentos da Área 4 e deste 2º Acordo Complementar da Área 4, substituído pelo Anexo 5 deste 2º Acordo Complementar da Área 4.
- 7.2 Para efeitos do CCPP e deste 2º Acordo Complementar da Área 4, e sem prejuízo do Artigo 9.4 do CCPP, Despesas de Investimento em Desenvolvimento e Produção incluirão todas as despesas incorridas relativamente a engenharia, estudos de concepção, construção, instalação e comissionamento das Infra-estruturas do PBR antes da aprovação do Plano de Desenvolvimento aplicável para tais Infra-estruturas do PBR.

#### **Cláusula 8** **Estabilidade**

Com efeitos a partir da data da publicação do Decreto-Lei (a "**Data de Início**"), mas apenas relativamente a eventos que ocorram após tal Data de Início, a redacção do Artigo 26 do Decreto-Lei deve ser considerada como incorporada no CCPP e substituindo os Artigos 9.11, 11.9 e 27.14 do mesmo CCPP, e aplica-se, apenas aos Empreendimentos da Área 4 desenvolvidos ao abrigo de um Plano de Desenvolvimento aprovado pelo Governo, de modo a que a estabilidade fiscal e legal se aplique, a todo o tempo após a Data de Início, à Concessionária e se estenda às EOE da Área 4, em relação a cada Empreendimento da Área 4 nos termos do Decreto-Lei.

#### **Cláusula 9**

#### **Procedimento de Aprovação de Contratos de Compra e Venda de GNL e de Contratos de Transporte de GNL**

- 9.1 Em relação ao Gás Natural produzido e vendido como GNL no âmbito dos Empreendimentos da Área 4, o procedimento de aprovação por parte do Governo de:
- (a) Contratos de Compra e Venda de GNL e questões previstas no Anexo 4 relativas à sua gestão e operação; e



- (b) Contratos de transporte de GNL e questões previstas no Anexo 4 relativas à sua gestão e operação,

bem como a obrigação da Concessionária de fornecer informações ao Governo em relação à comercialização e transporte de GNL, devem conformar-se com as disposições relevantes estabelecidas no Anexo 4.

- 9.2 Como parte do procedimento de aprovação estabelecido no Anexo 4 deste 2º Acordo Complementar da Área 4, em particular, no parágrafo 3.3 do referido Anexo 4, para vendas de GNL em termos diferentes de termos FOB, a Concessionária deverá demonstrar que tais vendas, com todos os custos associados deduzidos das receitas no Ponto de Entrega (*net-back*), são estimadas para resultar num valor superior ao das vendas FOB disponíveis que sejam comparáveis.

#### **Cláusula 10 Lei Aplicável**

O presente 2º Acordo Complementar da Área 4 será regido e interpretado de acordo com a legislação da República de Moçambique.

#### **Cláusula 11 Confidencialidade, Consulta, Arbitragem, Língua e Notificações**

- 11.1 As disposições dos Artigos 23, 30, 32 e 35 do CCPP aplicam-se, *mutatis mutandis*, a este 2º Acordo Complementar da Área 4.
- 11.2 Em tudo o que não estiver previsto no presente 2º Acordo Complementar da Área 4, as disposições do CCPP aplicam-se, *mutatis mutandis*, a este Acordo Complementar da Área 4 tal como entre o Governo e a Concessionária.

#### **Cláusula 12 Incumprimento Cruzado (*Cross-default*)**

- 12.1 Qualquer incumprimento material:
- (a) pela Concessionária do presente 2º Acordo Complementar da Área 4; ou
  - (b) por uma EOE da Área 4 da correspondente Declaração de Compromisso da EOE da Área 4; ou
  - (c) por qualquer accionista de uma EOE da Área 4 da correspondente Declaração de Compromisso do Accionista, que cause uma EOE da Área 4 a cometer um incumprimento material da Declaração de Compromisso da EOE da Área 4;

constituirá também um incumprimento material do CCPP pela Concessionária.

- 12.2 Caso uma EOE da Área 4 não cumpra com os termos e condições de uma Declaração de Compromisso da EOE da Área 4 e, por causa desse incumprimento, ocorrer um incumprimento cruzado nos termos da Cláusula 12.1 que desencadeie uma reclamação por parte do Governo contra as Concessionárias, nos termos do CCPP



ou permita ao Governo exercer os seus direitos nos termos do Artigo 29 (*Renúncia e Resolução*) do CCPP:

- (a) a EOE da Área 4 terá o direito de beneficiar de qualquer período de remédio que, de outra forma, estaria na disposição da Concessionária nos termos do CCPP, se a Concessionária estivesse a realizar as actividades que a EOE da Área 4 está autorizada a executar; e
  - (b) a Concessionária terá o direito de exercer os seus direitos no âmbito do CCPP para sanar esse incumprimento pela EOE da Área 4.
- 12.3 Nenhuma disposição do presente 2º Acordo Complementar da Área 4 permite ao Governo ou à Concessionária recuperar quaisquer custos, danos ou perdas pelos quais o Governo ou, em relação à Concessionária, a Concessionária ou uma EOE da Área 4, tenha sido devidamente compensado nos termos do CCPP, de uma Declaração de Compromisso de EOE da Área 4 ou de uma Declaração Compromisso do Accionista.
- 12.4 Nem o Governo nem a Concessionária, serão obrigados a esgotar quaisquer outros recursos disponíveis no âmbito do CCPP, de uma Declaração de Compromisso de EOE da Área 4 ou de uma Declaração Compromisso do Accionista, antes de procurar ressarcir-se com base nos mecanismos estabelecidos no presente 2º Acordo Complementar da Área 4.

### **Cláusula 13 Duração e Eficácia**

Este 2º Acordo Complementar da Área 4 entrará em vigor após a sua aprovação pelo Conselho de Ministros e emissão do visto pelo Tribunal Administrativo ("**Data Efectiva**") cessará com a cessação do CCPP.

### **Cláusula 14 Aplicação do Regime Fiscal do CCPP a cada EOE da Área 4 e Operador Designado**

Sendo:

- (a) cada EOE da Área 4 uma entidade de intermediação (*pass through*) estabelecida para, e autorizada a, desenvolver Operações Petrolíferas específicas, que de outro modo seriam levadas a cabo pela própria Concessionária ao abrigo do CCPP, do Decreto-Lei, do presente 2º Acordo Complementar da Área 4; e
- (b) o Operador Designado de Operações de Liquefacção e Outras Relacionadas e o Operador Offshore Designado autorizados a realizar Operações de Liquefacção e Outras Relacionadas e Operações Offshore, respectivamente, que de outro modo seriam levadas a cabo pela própria Concessionária ao abrigo do CCPP, do Decreto-Lei, do presente 2º Acordo Complementar da Área 4,



o regime fiscal do CCPP aplica-se, por consequência, a cada EOE da Área 4, ao Operador Designado de Operações de Liquefacção e Outras Relacionadas (no exercício de Operações de Liquefacção e Outras Relacionadas) e ao Operador Offshore Designado (no exercício de Operações Offshore). Em particular:

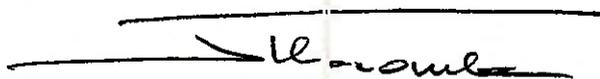
- (i) o regime fiscal do CCPP aplica-se a cada EOE da Área 4 e a cada Operador Designado relativamente aos custos, receitas e lucros derivados de, ou relacionados com, transacções ou operações relativas às actividades dos Empreendimentos da Área 4 ao abrigo do CCPP que se encontrem delegadas a cada EOE da Área 4 ou Operador Designado. Deste modo, o regime fiscal do CCPP não se aplica a uma EOE da Área 4 ou a um Operador Designado relativamente aos custos, receitas e lucros derivados de, ou relacionados com, transacções e operações referentes a actividades que não seriam desenvolvidas pela Concessionária no âmbito das Operações Petrolíferas de acordo com o CCPP; e
- (ii) no caso de uma EOE da Área 4 ou Operador Designado subcontratar a realização de qualquer actividade ou operação que esteja autorizado a realizar, que seria de outro modo realizada pela Concessionária ao abrigo do CCPP, o regime fiscal do CCPP aplica-se então a essa EOE da Área 4 ou Operador Designado apenas relativamente àqueles custos, receitas e lucros relativos às actividades dos Empreendimentos da Área 4 derivados de, ou relacionados com, as transacções e operações relativas às actividades ao abrigo do CCPP pelo preço que seria aplicável se aquelas fossem realizadas ou contratadas, directamente, pela Concessionária.

**EM TESTEMUNHO DO QUE** o Governo e a Concessionária assinaram o presente 2º Acordo Complementar da Área 4 em 6 (seis) exemplares originais, todos em ambas as línguas, portuguesa e inglesa, na data acima mencionada.



**SIGNATÁRIOS DO 2º ACORDO COMPLEMENTAR DA ÁREA 4**

**Governo**



**Ministro dos Recursos Minerais e Energia  
Ernesto Max Elias Tonela**



Concessionária

MOZAMBIQUE ROVUMA VENTURE S.P.A.



Nome: ALESSANDRO NANOTTI

Qualidade: GENERAL MANAGER  
UPSTREAM



Nome: MADIK MOTAGWEY

Qualidade: GENERAL  
MANAGER  
UPSTREAM



**KG MOZAMBIQUE LTD.**

  
Nome: Kyu Young Cho  
Qualidade: General Director



GALP ENERGIA ROVUMA B.V.

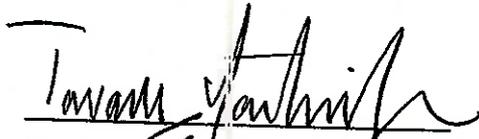
*Imil Ciny*

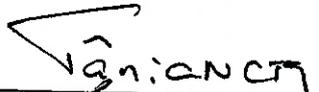
Nome: *DITMBA ELINS*

Qualidade: *RESPONSÁVEL DESENVOLVIMENTO  
E PRODUÇÃO*



EMPRESA NACIONAL DE HIDROCARBONETOS, E.P.

  
Nome: Vitorias Martins  
Qualidade: Administrador

  
Nome: Tania Muehequete  
Qualidade: Administradora



**Anexo 1**  
**Cálculo e Pagamento da Quota-Parte do Governo nas Receitas**

Este Anexo estabelece os termos em que a Concessionária deve calcular e pagar os montantes devidos ao abrigo do CCPP relativos ao direito do Governo à parte do Petróleo Lucro que compreende GNL e Gás Natural por Gasoduto, vendido nos termos do CCPP referentes aos Empreendimentos da Área 4.

- 1.1 Em relação à quantidade de Gás Natural Relevante vendido, o Governo recebe da Concessionária o "**Direito do Governo a Receitas**", calculado da seguinte forma:
- (a) Receitas Líquidas de Gás recebidas da, ou em conexão com, a venda de Gás Natural Relevante, incluindo quaisquer juros acumulados sobre as mesmas a partir da data de recepção de fundos pela Concessionária; *multiplicado pelo*
  - (b) O direito do Governo aos volumes da parte de Petróleo Lucro que compreende GNL e Gás Natural por Gasoduto produzido ao abrigo do CCPP relativamente aos Empreendimentos da Área 4, dividido pelo volume total de todo o Petróleo Disponível que compreende GNL e Gás Natural por Gasoduto produzido ao abrigo do CCPP relativamente aos Empreendimentos da Área 4, expresso como percentagem (a "**Quota-Parte do Governo nas Receitas**").
- 1.2 A Quota-Parte do Governo nas Receitas relativamente à quantidade de Gás Natural Relevante a ser entregue a um comprador de Gás Natural Relevante nos termos de um contrato de compra e venda aprovado pelo Governo em conformidade com o CCPP ou o presente 2º Acordo Complementar da Área 4 ("**Contrato de Compra e Venda de Gás**") será determinada: (a) no momento em que o Gás Natural Relevante for entregue a esse comprador nos termos desse Contrato de Compra e Venda de Gás, ou (b) se a respectiva quantidade de Gás Natural Relevante for paga mas não tomada por esse comprador, no momento em que vencer a obrigação desse comprador de pagar por esse Gás Natural Relevante.
- 1.3 Sujeito ao estipulado nos parágrafos 1.1 e 1.10, a Concessionária deve pagar ao Governo o Direito do Governo a Receitas, prontamente após a recepção dos fundos pela Concessionária, até ao prazo máximo de dez (10) dias a contar do final do mês civil em que esses fundos forem recebidos de um comprador, nos termos de um Contrato de Compra e Venda de Gás e de qualquer outra Pessoa, relativamente a Gás Natural Relevante.
- 1.4 As quantias a pagar pela Concessionária ao Governo referentes ao Direito do Governo a Receitas devem ser pagas na totalidade, sem qualquer retenção, compensação ou dedução, relativos a quantias devidas pelo Governo à Concessionária.



- 1.5 Todos os pagamentos ao Governo do Direito do Governo a Receitas devem ser feitos em dólares dos Estados Unidos directamente a partir de uma conta controlada, que poderá ser aberta e movimentada de acordo com o CCPP e a legislação aplicável, para o recebimento de todos os pagamentos nos termos de qualquer Contrato de Compra e Venda, conforme os mecanismos aprovados pelo Governo, para uma conta designada detida pelo Governo em Moçambique.
- 1.6 Os mecanismos de pagamento nos termos de qualquer acordo de Financiamento relativamente ao pagamento de qualquer montante a Financiadores ou a qualquer pessoa em nome dos Financiadores não subordinam e nem alteram os mecanismos de pagamento ao Governo do Direito do Governo a Receitas.
- 1.7 Sempre que qualquer quantidade de compensação de Gás Natural Relevante (*"make up" Relevant Natural Gas*) for entregue nos termos de um Contrato de Compra e Venda de Gás e a Quota-Parte do Governo nas Receitas aplicável a tal quantidade de Gás Natural Relevante for diferente da Quota-Parte do Governo nas Receitas aplicável às Receitas *Take-Or-Pay* correspondentes, deverá ser efectuado um ajuste financeiro entre a Concessionária e o Governo, calculado de acordo com uma fórmula a ser acordada nos termos acordados ao abrigo do Contrato de Compra e Venda de Gás relevante, assente em termos que compersem plenamente o Governo ou a Concessionária, conforme seja o caso, pela diferença entre a Quota-Parte do Governo nas Receitas relativamente às Receitas *Take-Or-Pay* correspondentes e a Quota-Parte do Governo nas Receitas relativamente a tal quantidade de compensação.
- Salvo acordo em contrário, e não obstante o disposto no número 1.4 acima, tal ajuste de pagamento deve ser pago por ajuste no pagamento seguinte agendado relativo ao Direito do Governo a Receitas e será livre de qualquer imposto, retenção, compensação ou deduções.
- 1.8 Na medida em que o montante a pagar em relação a qualquer Gás Natural Relevante entregue a um comprador for ajustado de acordo com um Contrato de Compra e Venda de Gás, na sequência da entrega pela Concessionária desse Gás Natural Relevante a esse comprador, esse ajuste deve também ser efectuado em relação ao Direito do Governo a Receitas. Salvo acordo em contrário e não obstante o disposto no número 1.4 acima, esse ajuste de pagamento será efectuado por ajuste no pagamento agendado seguinte relativo ao Direito do Governo a Receitas e será livre de qualquer imposto, retenção, compensação ou deduções.
- 1.9 Se quaisquer Receitas Líquidas de Gás forem atribuíveis a um período em vez de à entrega de uma quantidade específica de Gás Natural Relevante, em conformidade com o parágrafo (b), e várias Quotas-Parte do Governo nas Receitas ocorrerem em diferentes momentos no decurso de tal período, tais Receitas Líquidas de Gás deverão ser alocadas proporcionalmente ao longo de tal período a fim de determinar as quantias devidas ao ou pelo Governo relativamente ao mesmo período.



- 1.10 Sempre que o Direito do Governo a Receitas for calculado com base numa estimativa ou previsão, ou sempre que for cometido um erro no cálculo do Direito do Governo a Receitas, logo que seja exequível após a determinação do valor efectivo do Direito do Governo a Receitas que tenha sido estimado ou previsto, ou, conforme seja o caso, o acordo ou determinação de tal erro, o pagamento de ajuste deve efectuar-se, incluindo quaisquer juros acumulados sobre o mesmo a contar da data de recepção dos fundos, como entre a Concessionária e o Governo, para colocar as Partes na posição financeira correcta. Salvo acordo em contrário e não obstante o disposto no número 1.4 acima, tal ajuste deve ser feito no pagamento seguinte agendado relativo ao Direito do Governo a Receitas e será livre de qualquer imposto, retenção, compensação ou deduções.
- 1.11 Não obstante o disposto no número 1.4 acima, na eventualidade de a Concessionária ou o Governo descobrir no decurso de um procedimento algum pagamento incorrecto, quer por acréscimo, quer por defeito, deve então ser feito um ajuste ao pagamento seguinte agendado relativo ao Direito do Governo a Receitas, tanto à Concessionária como ao Governo, e será livre de qualquer imposto, retenção, compensação ou deduções.
- 1.12 As Partes devem estabelecer e implementar procedimentos aplicáveis para o cálculo e pagamento do Direito do Governo a Receitas, consistentes com o CCPP, o presente 2º Acordo Complementar da Área 4 e os Contratos de Compra e Venda de Gás relevantes. Os procedimentos deverão abranger:
- (a) A elaboração de estimativas e as respectivas revisões periódicas de frequência não superior a um trimestre, da Quota-Parte do Governo nas Receitas;
  - (b) A elaboração de previsões do Direito do Governo a Receitas, Receitas Brutas de Gás, Imposto sobre a Produção de Petróleo e Deduções, na medida do que seja exequível, e as quantias devidas, relativamente às Receitas Líquidas de Gás, à Concessionária e ao Governo, em cada mês;
  - (c) O cálculo de ajustes destinados a reflectir a determinação final de algo que tenha sido objecto de previsão ou de estimativa e a realização do pagamento de tais ajustes a partir das Receitas Líquidas de Gás;
  - (d) A base documental e a justificação sobre as quais se poderá levantar dúvida ou disputa pelo Governo ou pela Concessionária em relação a qualquer erro ou percepção de erro na realização de qualquer cálculo nos termos de ou na implementação de quaisquer desses procedimentos;
  - (e) O cálculo de ajustes destinados a reflectir a determinação de qualquer dúvida ou disputa relativa a qualquer erro e o pagamento de tais ajustes a partir das Receitas Líquidas de Gás;
  - (f) Outros assuntos que possam ser requeridos por qualquer uma das Partes com vista à implementação precisa, eficiente e transparente dos



mecanismos financeiros previstos no presente 2º Acordo Complementar da Área 4; e

- (g) A prestação de contas sobre os itens enumerados nas alíneas (a) à (f) da cláusula 1.12 acima, à Concessionária e ao Governo em cada mês.
- 1.13 Se houver um Financiamento aprovado, as Partes deverão igualmente estabelecer e implementar os seguintes procedimentos para o cálculo e pagamento do Direito do Governo a Receitas:
- (a) a comunicação de instruções ao Banco para o pagamento do Direito do Governo a Receitas, mediante a utilização de um modelo acordado;
  - (b) o cálculo de ajustes destinados a reflectir a determinação final de algo que tenha sido objecto de previsão ou de estimativa, e a comunicação de instruções ao Banco para realização do pagamento de tais ajustes a partir das Receitas Líquidas de Gás; e
  - (c) o cálculo de ajustes destinados a reflectir a determinação de qualquer dúvida ou disputa relativa a qualquer erro, e a comunicação de instruções a implementar pelo Banco para o pagamento de tais ajustes a partir das Receitas Líquidas de Gás.

- 1.14 Para efeitos deste 2º Acordo Complementar da Área 4, "Receitas Líquidas de Gás" deverão ser calculadas do seguinte modo:

$$\text{Receitas Líquidas de Gás} = G - [(G - D1) * (P)] - D$$

em que:

- G corresponde às "Receitas Brutas de Gás", que são o somatório dos seguintes montantes:
- (i) receitas das vendas ao abrigo do respectivo Contrato de Compra e Venda de Gás relativamente à entrega de Gás Natural Relevante;
  - (ii) Receitas *Take-Or-Pay*;
  - (iii) Qualquer outro montante, de danos ou de qualquer outro tipo, que um comprador pague relativamente ao Contrato de Compra e Venda de Gás, que não esteja incluído nos parágrafos (i) ou (ii) acima ou considerados como créditos para efeitos de recuperação de custos ao abrigo do Anexo 5 deste 2º Acordo Complementar da Área 4; e
  - (iv) Qualquer montante, incluindo, produtos de seguro pagos à Concessionária por qualquer Pessoa que não seja o comprador em relação à venda, transporte ou entrega do Gás Natural Relevante,

incluindo quaisquer juros acumulados sobre as mesmas a partir da data de recepção dos fundos pela Concessionária.



- P corresponde à taxa de Imposto sobre a Produção de Petróleo aplicável expressa como uma fracção
- D1 corresponde a Deduções para efeitos do Imposto sobre a Produção de Petróleo, admissíveis de acordo com a Subsecção 3.7(a) do Anexo 5 deste 2º Acordo Complementar da Área 4.
- D corresponde a Deduções atribuíveis ao Petróleo Disponível que compreende GNL e Gás Natural por Gasoduto, admissíveis de acordo com a Subsecção 3.7(b) do Anexo 5 deste 2º Acordo Complementar da Área 4 e relativos a Contratos de Compra e Venda de Gás aprovados de acordo com o Anexo 4.

Handwritten signatures in black ink, consisting of several stylized initials and names.

**Anexo 2**  
**Minuta de Declaração de Compromisso da EOE da Área 4**

**Compromisso da EOE da Área 4 para com o Governo**

Este COMPROMISSO é assumido aos \_\_\_\_\_ de [\*] de [\*] por [EOE da Área 4] (a «**EOE**») a favor do Governo da República de Moçambique («**Governo**»).

**CONSIDERANDO QUE:**

- A) O Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção para a Área 4 *Offshore* do Bloco do Rovuma, na República de Moçambique, datado de 20 de Dezembro de 2006, foi adjudicado pelo Governo, nos termos da Lei n.º 3/2001, de 21 de Fevereiro, e os termos do mesmo foram aprovados pelo Decreto n.º 68/2006, de 26 Dezembro, às Partes iniciais, sendo MRV e ENH (o "**CCPP**"), tendo ocorrido a transferência de interesse participativo pela MRV para a Galp Exploração e Produção Petrolífera, S.A. e para a KOGAS Mozambique, em 2007 e 2008, respectivamente.
- B) O Decreto-Lei n.º 2/2014, de 2 Dezembro (o "**Decreto-Lei**"), estabelece o regime jurídico e contratual especial aplicável ao Projecto de Gás Natural Liquefeito nas Áreas 1 e 4 da Bacia do Rovuma e a cada Empreendimento da Bacia do Rovuma, juntamente com, entre outra legislação, a Lei do Petróleo, Lei n.º 21/2014, de 18 de Agosto (a "**Lei dos Petróleos**"), e o Regulamento das Operações Petrolíferas, Decreto n.º 34/2015, de 31 de Dezembro (o "**Regulamento das Operações Petrolíferas**").
- C) Para permitir: (1) o Financiamento, Desenvolvimento e operação de cada Empreendimento da Área 4 a ser posteriormente desenvolvido em função do respectivo Plano de Desenvolvimento aprovado, bem como (2) *marketing*, vendas e transporte do Petróleo dos Depósitos de Petróleo na "Área de Desenvolvimento e Produção" delineada e aprovada, para qualquer Empreendimento da Área 4, as Partes acordaram em celebrar o 2º Acordo Complementar da Área 4 para definir certos termos complementares a aplicar a Empreendimentos da Área 4.
- D) Para efeito do Empreendimento da Área 4, a Concessionária solicitou ao Governo a aprovação para constituir [EOE da Área 4], que será referida por "**EOE**".
- E) O MIREME aprovou, para efeitos do Artigo 4 do Decreto-Lei, a constituição da EOE.
- F) Nos termos da Cláusula 4.13(a) do 2º Acordo Complementar da Área 4, a Concessionária deverá assegurar que a EOE apresente esta Declaração de Compromisso ao Governo.

AGORA, POR CONSEQUENTE, concluiu-se no seguinte:



## Cláusula 1

### Definições

- 1.1 Salvo definição em contrário, as definições estipuladas na Lei dos Petróleos, no Regulamento das Operações Petrolíferas, e no Decreto-Lei, no CCPP, e no 2º Acordo Complementar da Área 4, aplicam-se à presente Declaração de Compromisso.

## Cláusula 2

### Compromisso

- 2.1 A EOE assume perante o Governo que:
- (a) Irá desenvolver as actividades que foi autorizada a executar em conformidade com as disposições relevantes do CCPP, do 2º Acordo Complementar da Área 4 e da legislação moçambicana aplicável, nos mesmos termos em que a Concessionária o faria;
  - (b) submeter-se à fiscalização, inspecção e auditoria por parte do Governo e fornecer ao Governo qualquer informação e/ou relatórios, relativos às actividades autorizadas, nos mesmos termos em que a Concessionária o faria, conforme disposto no CCPP e na legislação moçambicana aplicável;
  - (c) cumprir com todas as suas obrigações e deveres relativos às actividades para as quais tenha sido autorizada a exercer, incluindo, mas não se limitando, aos seguros referentes às operações que irá realizar relativamente às Infra-estruturas do PBR detidas e operadas por essa EOE da Área 4, nos mesmos termos em que a Concessionária o faria, nos termos do CCPP e demais legislação moçambicana aplicável;
  - (d) financiar-se, inclusive a partir de fundos do Fundo de Desmobilização, para a execução do Plano de Desmobilização aprovado pelo Governo, na medida em que se refira às Infra-estruturas do PBR detidas e operadas por essa EOE da Área 4 e que esse Plano de Desmobilização seja implementado de acordo com a legislação Moçambicana aplicável;
  - (e) não irá desenvolver qualquer outra actividade para além das que foi autorizada a executar;
  - (f) não irá dispor de, ou criar garantia sobre, qualquer dos respectivos direitos ou bens, a não ser no decurso da execução das actividades autorizadas ou ao abrigo de um Financiamento aprovado pelo Governo nos termos do Artigo 16 do Decreto-Lei; e
  - (g) se a EOE for constituída em qualquer jurisdição transparente fora da República de Moçambique para efeitos de actividades de Financiamento, *marketing* ou transporte marítimo deverá prestar ao Governo todas as informações sobre essa EOE da Área 4, conforme requerido pelo Governo



nos termos do CCPP, do 2º Acordo Complementar da Área 4 e da legislação moçambicana aplicável.

- 2.2 Sujeito aos termos de qualquer Financiamento aprovado, aquando da caducidade, renúncia ou cessação do CCPP (de acordo com os seus termos), a EOE compromete-se a, caso tal seja solicitado por escrito pelo Governo, transferir a Infra-estrutura do PBR que detenha para o Estado, ou para uma Pessoa moçambicana totalmente detida ou controlada pelo Estado, em conformidade com os termos do 2º Acordo Complementar da Área 4 e do CCPP.

### **Cláusula 3**

#### **Legislação aplicável e resolução de litígios**

Esta Declaração de Compromisso será regida e interpretada de acordo com as leis aplicáveis da República de Moçambique. O Artigo 30 do CCPP («*Consulta, Arbitragem e Perito Independente*») aplica-se *mutatis mutandis* a esta Declaração de Compromisso.

### **Cláusula 4**

#### **Dupla compensação**

- 4.1 Nenhuma disposição do presente Declaração de Compromisso permite ao Governo recuperar quaisquer custos, danos ou perdas pelos quais o Governo tenha sido totalmente compensado no âmbito do CCPP, de uma outra Declaração de Compromisso de EOE da Área 4, de uma Declaração Compromisso do Accionista ou do 2º Acordo Complementar da Área 4.
- 4.2 Nos termos da Cláusula 12.2(a) do 2º Acordo Complementar da Área 4, a EOE tem o direito a beneficiar de qualquer período de remédio que, de outra forma, estaria na disposição da Concessionária nos termos do CCPP.
- 4.3 O Governo não será obrigado a esgotar quaisquer outros recursos disponíveis ao abrigo do CCPP, de uma outra Declaração de Compromisso da EOE da Área 4, de uma Declaração de Compromisso do Accionista ou do 2º Acordo Complementar da Área 4, antes de recorrer à recuperação no âmbito dos mecanismos disponíveis nesta Declaração de Compromisso.

### **Cláusula 5**

#### **Vigência e eficácia**

**OU**

Esta Declaração de Compromisso entrará em vigor na data indicada em epígrafe e terminará na data do término do CCPP. [Qualquer EOE da Área 4 que detenha Infra-estruturas do PBR]

**OU**

Este Compromisso entrará em vigor na data indicada em epígrafe e terminará aquando da cessação das obrigações de pagamento nos termos de um Financiamento aprovado. [Qualquer EOE da Área 4 constituída para contrair empréstimos junto dos Financiadores.



nos termos de um Financiamento aprovado e que não detenha quaisquer Infra-estruturas do PBR]

**Cláusula 6**  
**Idioma**

O Artigo 32 do CCPP aplica-se, *mutatis mutandis*, a esta Declaração de Compromisso.

Handwritten signatures in black ink, consisting of several stylized initials and names.

**Anexo 3**  
**Minuta de Declaração de Compromisso do Accionista para com o Governo**

**Área 4 - Declaração de Compromisso do Accionista para com o Governo**

Este COMPROMISSO é assumido aos \_\_\_\_\_ de [\*] de [\*] por [inserir nome do Accionista] («[inserir abreviatura do Accionista que não seja uma Pessoa que constitua a Concessionária] («[Accionista]») a favor do Governo da República de Moçambique («**Governo**»).

**CONSIDERANDO QUE:**

- A) O Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção da Área 4 *offshore* do Bloco do Rovuma, datado de 20 de Dezembro de 2006, foi adjudicado pelo Governo, nos termos da Lei n.º 3/2001, de 21 de Fevereiro, e os termos do mesmo foram aprovados pelo Decreto n.º 68/2006, de 26 de Dezembro, às Partes iniciais, sendo MRV e ENH (o "**CCPP**"), tendo ocorrido a transferência de interesse participativo pela MRV para a Galp Exploração e Produção Petrolífera, S.A. e para a KOGAS Mozambique, em 2007 e 2008, respectivamente.
- B) O Decreto-Lei n.º 2/2014, de 2 Dezembro (o "**Decreto-Lei**"), estabelece o regime jurídico e contratual especial aplicável ao Projecto de Gás Natural Liquefeito nas Áreas 1 a 4 da Bacia do Rovuma e a cada Empreendimento da Bacia do Rovuma, juntamente com, entre outra legislação, a Lei do Petróleo, a Lei n.º 21/2014, de 18 de Agosto (a "**Lei dos Petróleos**"), e o Regulamento das Operações Petrolíferas, Decreto n.º 34/2015, de 31 de Dezembro (o "**Regulamento das Operações Petrolíferas**").
- C) Para permitir: (1) o Financiamento, Desenvolvimento e operação de cada Empreendimento da Área 4 a ser posteriormente desenvolvido em função do respectivo Plano de Desenvolvimento aprovado, bem como (2) *marketing*, vendas e transporte do Petróleo dos Depósitos de Petróleo na "Área de Desenvolvimento e Produção" delineada e aprovada, para qualquer Empreendimento da Área 4, as Partes acordaram em celebrar o 2º Acordo Complementar da Área 4 para definir certos termos complementares a aplicar a Empreendimentos da Área 4.
- D) Para efeitos do Empreendimento da Área 4, a Concessionária solicitou ao Governo a aprovação para constituir [EOE da Área 4], que será referida por "**EOE**".
- E) O MIREME aprovou, para efeitos do Artigo 4 do Decreto-Lei, a constituição da EOE.
- F) Nos termos da cláusula 4.13(b) do 2º Acordo Complementar da Área 4, a Concessionária terá de garantir que, se as acções de uma EOE forem detidas por uma Pessoa que não seja uma Pessoa que constitua a Concessionária, tal Pessoa apresente esta Declaração de Compromisso ao Governo.
- G) O Accionista é totalmente detido pela [x] e é accionista da EOE.



AGORA, POR CONSEQUENTE, concluiu-se no seguinte:

**Cláusula 1**  
**Definições**

Salvo definição em contrário, as definições estipuladas na Lei dos Petróleos, no Regulamento das Operações Petrolíferas, no Decreto-Lei, no CCPP e no 3º Acordo Complementar da Área 4, aplicam-se a esta Declaração de Compromisso.

**Cláusula 2**  
**Compromisso**

O Accionista compromete-se ao Governo que irá fazer ou abster-se de fazer todos os actos e coisas, sujeito aos termos das leis aplicáveis, na sua qualidade de accionista da EOE, conforme necessário, para garantir que a EOE cumpre com os termos da Declaração de Compromisso da EOE da Área 4.

**Cláusula 3**  
**Legislação aplicável e resolução de litígios**

A presente Declaração de Compromisso será regida e interpretada de acordo com as leis aplicáveis da República de Moçambique. O Artigo 30 do CCPP («*Consulta, Arbitragem e Perito Independente*») aplica-se *mutatis mutandis* a esta Declaração de Compromisso.

**Cláusula 4**  
**Dupla compensação**

- 4.1 Nenhuma disposição do presente Declaração de Compromisso permite ao Governo recuperar quaisquer custos, danos ou perdas pelos quais o Governo tenha sido totalmente compensado no âmbito do CCPP, de qualquer Declaração de Compromisso de EOE da Área 4, de outra Declaração de Compromisso do Accionista ou do 2º Acordo Complementar da Área 4.
- 4.2 O Governo não será obrigado a esgotar quaisquer outros mecanismos disponíveis ao abrigo do CCPP, de uma Declaração de Compromisso de EOE da Área 4, de outra Declaração de Compromisso do Accionista ou do 2º Acordo Complementar da Área 4, antes de recorrer à recuperação no âmbito dos mecanismos disponíveis nesta Declaração de Compromisso.



**Cláusula 5**  
**Vigência e eficácia**

**OU**

Esta Declaração de Compromisso entrará em vigor na data indicada em epígrafe e cessará, conforme o que ocorrer primeiro:

- (a) na data em que o [Accionista] deixar de ser accionista da EOE; ou
- (b) na data de término do CCPP [Qualquer EOE da Área 4 que detenha Infra-estruturas do PBR].

**OU**

Este Compromisso entrará em vigor na data indicada em epígrafe e cessará, conforme o que ocorrer primeiro entre:

- (a) na data em que o Accionista deixa de ser accionista da EOE Mutuária; ou
- (b) na data de cessação das obrigações de pagamento ao abrigo de um financiamento aprovado. [Tratando-se de uma EOE da Área 4 constituída para contrair empréstimos junto dos Financiadores, nos termos de um financiamento aprovado e que não detenha quaisquer Infra-estruturas do PBR]

**Cláusula 6**  
**Idioma**

O artigo 32 do CCPP aplica-se *mutatis mutandis* a esta Declaração de Compromisso.



**Anexo 4**  
**Procedimento para Aprovação de Contratos de Compra e Vendas de GNL, de**  
**Contratos de Transporte e de Contratos de Utilização Terminal**

**1 Âmbito**

Este Anexo aplica-se ao GNL produzido a partir dos Empreendimentos da Área 4, às actividades de comercialização (*marketing*) relativas a tal GNL, bem como aos contratos de compra e venda e de transporte do mesmo e define:

- (a) O procedimento de aprovação pelo MIREME, nos termos do Artigo 17.6 do CCPP, de:
  - (i) Contratos de Compra e Venda de GNL com uma duração superior a 12 (doze) meses (**«CCVs de GNL a Longo Prazo»**);
  - (ii) contratos que não estejam abrangidos pelos CCVs de GNL a Longo Prazo para a venda de um ou mais carregamentos de GNL com uma duração de até 12 (doze) meses (**«Transacções de GNL a Curto Prazo»**);
- (b) Os requisitos para aprovação, pelo MIREME, de certas matérias relativas a CCVs de GNL a Longo Prazo, bem como a Transacções de GNL a Curto Prazo já aprovados;
- (c) Os requisitos para aprovação, pelo MIREME, de determinados contratos de transporte de GNL que careçam de aprovação nos termos deste 2º Acordo Complementar da Área 4;
- (d) Os requisitos para aprovação, pelo MIREME, dos contratos de utilização do terminal de GNL que careçam de aprovação nos termos deste 2º Acordo Complementar da Área 4; e
- (e) Os requisitos das comunicações entre a Concessionária e o MIREME relativamente às actividades de comercialização (*marketing*) e vendas de GNL.

**2 Aprovação dos CCVs de GNL a Longo Prazo**

2.1 Para cada CCV de GNL a Longo Prazo, a Concessionária deve submeter um pedido de aprovação por escrito ao MIREME contendo o seguinte:

- (a) Declaração sobre a capacidade de produção de GNL a partir da qual é efectuada a venda (por exemplo, capacidade existente, ou capacidade recondicionada ou nova capacidade);
- (b) Descrição sobre a venda no contexto dos CCV de GNL preparados pela Concessionária nos termos da subsecção 11.2(e) do Anexo 5 deste 2º Acordo Complementar da Área 4.



- (c) Declaração da *due diligence* efectuada relativamente ao comprador de GNL nos termos do CCV de GNL a Longo Prazo (o «Comprador de GNL»), incluindo:
- (i) Detalhes da notação de crédito do Comprador de GNL e qualquer apoio de crédito por ele prestado, ou em nome do, Comprador de GNL;
  - (ii) Informações sobre as Infra-estruturas de recepção de GNL do Comprador de GNL (no caso de vendas FOB, apenas quando tais Infra-estruturas de recepção forem identificadas no CCV de GNL) e (para vendas FOB) navios de GNL, incluindo se o Comprador de GNL vai construir ou modificar tais instalações de recepção e/ou navios;
  - (iii) Informações sobre o mercado do Comprador de GNL ou, no caso de um Comprador de GNL de carteira (*portfolio LNG Buyer*) ao abrigo de uma venda FOB, as suas capacidades de venda; e
  - (iv) Avaliação dos riscos associados à venda do GNL;
- (d) Para vendas de GNL entregues por navio ao Comprador, *ex ship* ou DES, a avaliação do risco de imposição de impostos à Concessionária (em qualquer país que não seja Moçambique) em relação ao transporte ou venda de GNL ao abrigo do CCV de GNL a Longo Prazo e os acordos feitos em conexão com o CCV de GNL a Longo Prazo para mitigar esse risco;
- (e) Se o Comprador de GNL estiver a actuar como um comprador por conta de Terceiro ao celebrar o CCV de GNL a Longo Prazo, a informação requerida no ponto (c) acima também deverá ser fornecida em relação a esse Terceiro;
- (f) Para vendas *ex ship*, uma explicação da capacidade de transporte de GNL que está a ser usada;
- (g) Resumo dos principais termos e condições comerciais desse CCV de GNL a Longo Prazo;
- (h) Resumo de como o preço e outras condições da venda estabelecidos nesse CCV de GNL a Longo Prazo representam o valor de mercado que pode ser obtido por esse GNL, tendo em consideração um custo justo de mercado para o transporte de tal GNL até ao local de entrega (se vendido na modalidade de *ex ship*); e
- (i) Cópia fiel e completa do CCV de GNL a Longo Prazo (rubricada ou condicionada à aprovação do MIREME).



- 2.2 O MIREME responderá ao referido pedido de aprovação num prazo não superior a trinta (30) dias a contar da data da recepção do pedido. O MIREME deve conceder à Concessionária a oportunidade para discutir o referido CCV de GNL a Longo-prazo, caso o MIREME tenha notificado a Concessionária de que pretende recusar ou condicionar a aprovação do referido CCV de GNL a Longo Prazo.
- 2.3 A Concessionária deve submeter ao MIREME, para efeitos informativos, cada carta de intenção, memorando de entendimento, Minutas de Acordos (*Heads of Agreements*) e quaisquer documentos semelhantes celebrados (antes de um CCV de GNL a Longo Prazo formal) com um Comprador de GNL relativamente a uma proposta venda de GNL.
- 3 Aprovação de Transacções de GNL a Curto-prazo**
- 3.1 Nos termos do n.º 3, do Artigo 9, do Decreto-Lei, o MIREME pode delegar na ENH poderes para aprovar Transacções de GNL a Curto-Prazo.
- 3.2 Para os efeitos do presente Anexo 4, o MIREME deverá notificar a Concessionária da delegação na ENH, dos poderes para aprovar Transacções de GNL a Curto-Prazo e fornecer prova dessa delegação. Na ausência de qualquer delegação, a aprovação de Transacções de GNL a Curto-prazo deve ser levada a cabo pelo MIREME nos termos definidos na presente Secção 3.
- 3.3 Sem prejuízo do disposto no parágrafo 3.4 e 3.5, a Concessionária apenas pode celebrar Transacções de GNL a Curto-Prazo com qualquer Comprador de GNL com base num contrato-modelo de compra e venda de GNL (*master agreement*) que tenha sido aprovado pelo MIREME, ou pela ENH (quando delegada). A Concessionária pode submeter ao MIREME, para aprovação, um regime quadro de vendas à vista (*spot*), incluindo detalhes dos volumes máximos de GNL a serem vendidos nos termos do referido regime quadro de vendas à vista, os parâmetros com base nos quais as vendas FOB e *ex ship* serão feitas, tais como, custos, margens de lucro, perfis de risco, oportunidades de mercado, bem como o respectivo contrato-modelo de compra e venda de GNL, com base no qual quaisquer Transacções de GNL a Curto-Prazo sujeitas a tal regime quadro de vendas à vista (*spot sales framework*) serão formalizadas.
- 3.4 Para além das matérias referidas no parágrafo 3.3, a Concessionária pode apresentar para aprovação, pelo MIREME ou pela ENH (quando delegada), contratos de compra e venda de GNL à vista (*spot*) celebrados ou a celebrar com terceiros com base nos quais Transacções de GNL a Curto-Prazo não sujeitas ao regime-quadro de vendas à vista (*spot sales framework*) serão formalizadas.
- 3.5 O MIREME, ou a ENH (quando delegada), responderá a cada pedido de aprovação nos termos do presente parágrafo 3.3 ou do parágrafo 3.4 num prazo máximo de trinta (30) dias a contar data da recepção do pedido. O regime-quadro de vendas à vista (*spot sales framework*), os volumes máximos de GNL com ele relacionados e o respectivo contrato-modelo de compra e venda de GNL aprovados serão válidos por um período de doze (12) meses. O MIREME, ou a



ENH (quando delegada), deve conceder à Concessionária a oportunidade de discutir qualquer contrato-modelo de compra e venda de GNL, regime quadro de vendas à vista (*spot sales framework*) ou contratos de compra e venda de GNL à vista (*spot*) submetido a aprovação, caso o MIREME tenha notificado a Concessionária de que pretende recusar ou condicionar a sua aprovação do referido contrato.

- 3.6 A Transacção de GNL de Curto-Prazo específica deve ser formalizada através da assinatura de uma confirmação da transacção, substancialmente no formato anexo ao contrato-modelo de compra e venda de GNL aprovado, o qual incorpora por remissão tal confirmação, os termos do contrato-modelo de compra e venda de GNL aprovado, referido no parágrafo 3.3.
- 3.7 A Concessionária deve solicitar ao MIREME, ou à ENH (quando delegada), a aprovação de cada Transacções de GNL a Curto-Prazo, sujeita ao disposto no parágrafo 3.6. A Concessionária e o MIREME devem estabelecer procedimentos para aprovação atempada de Transacções de GNL a Curto-Prazo relativamente as quais as disposições do parágrafo 3.8 não se apliquem (devendo tais procedimentos ser revistos pela Concessionária e pelo MIREME, ou pela ENH (quando delegada), a cada 24 meses).
- 3.8 Nos casos em que as Transacções de GNL a Curto-prazo sejam formalizadas nos termos de um regime-quadro de vendas à vista (*spot sales framework*) e do respectivo contrato-modelo de compra e venda de GNL aprovados, conforme referido no parágrafo 3.3, para os quais tenha sido obtida a aprovação do Governo e esta se mantenha válida, e os volumes (agregados) de GNL contemplados nas referidas Transacções de GNL a Curto-Prazo não excedam os volumes para venda aprovados pelo MIREME (para o ano em questão) ao abrigo do referido regime-quadro de vendas à vista (*spot sales framework*), as referidas Transacções de GNL a Curto-Prazo não carecem de qualquer outra aprovação por parte do MIREME ou da ENH (quando delegada).
- 3.9 Para os efeitos do parágrafo 3.7, a Concessionária deverá prontamente fornecer ao MIREME, ou à ENH (quando delegada):
- (a) Uma cópia fiel e correcta do contrato-modelo de compra e venda de GNL relevante e a correspondente confirmação de transacção em que se baseie qualquer Transacção de GNL a Curto-Prazo; e
  - (b) Quaisquer informações adicionais que sejam solicitadas pelo MIREME, ou pela ENH (quando delegada), para que esta possa decidir sobre a aprovação da Transacção de GNL a Curto-Prazo.
- 4 Questões que carecem de aprovação relativamente a CCVs de GNL a Longo-Prazo e Transacções de GNL a Curto-Prazo**
- 4.1 A Concessionária deve submeter as questões referidas no parágrafo 4.3 ao MIREME para análise e aprovação. Essa submissão deve incluir uma explicação das razões, finalidade e efeitos da acção ou decisão proposta.



- 4.2 O MIREME deverá responder ao referido pedido de aprovação num prazo máximo de trinta (30) dias a contar da data da recepção do pedido. O MIREME deve conceder à Concessionária a oportunidade de discutir o assunto caso o MIREME tenha notificado a Concessionária de que pretende recusar ou condicionar a aprovação da referida acção ou decisão. Em relação a qualquer questão sujeita à aprovação do MIREME ao abrigo do parágrafo 4.3, considerar-se-á que essa aprovação foi concedida, a menos que tenha sido expressamente rejeitada ou condicionada pelo MIREME por escrito à Concessionária no prazo de trinta (30) dias a contar da recepção pelo MIREME do pedido relevante.
- 4.3 Carecem de aprovação pelo MIREME as seguintes matérias:
- (a) alterações substanciais a um CCV de GNL a Longo Prazo;
  - (b) relativamente a um CCV de GNL a Longo Prazo ou Transacção de GNL a Curto-Prazo aprovados, a renúncia a quaisquer das condições precedentes estipuladas no CCV de GNL a favor da Concessionária que possam ter um efeito material adverso para o Governo;
  - (c) qualquer decisão tomada pela Concessionária de prorrogar a duração de um CCV de GNL a Longo Prazo (excluindo prorrogações para o fornecimento quantidades de GNL de compensação (*make-up LNG*));
  - (d) qualquer decisão tomada pela Concessionária para resolver um CCV de GNL a Longo Prazo ou Transacção de GNL a Curto-Prazo antes da data prevista de caducidade;
  - (e) cada uma das seguintes matérias no âmbito de uma revisão de preços ao abrigo de um CCV de GNL a Longo Prazo:
    - (i) desencadeamento de uma revisão de preços por parte da Concessionária;
    - (ii) qualquer decisão tomada pela Concessionária para acordar num novo preço contratual no âmbito da revisão de preços; e
    - (iii) instauração por parte da Concessionária de um processo de arbitragem relativamente à revisão de preços;
  - (f) instauração ou resolução de qualquer processo de arbitragem ou outro procedimento legal ao abrigo de um CCV de GNL a Longo-Prazo; e
  - (g) decisão pela Concessionária de tomar qualquer outra acção ou decisão ao abrigo de um CCV de GNL que o MIREME, ou a ENH (quando delegada), tenha definido como condição para a sua aprovação do referido CCV de GNL e que tenha previamente discutida e acordada com a Concessionária nos termos do parágrafo 4.2.



**5 Contrato de fretamento ou outros contratos de transporte de GNL**

- 5.1 Sem prejuízo de quaisquer outras aprovações exigidas ao abrigo do Decreto-Lei, as seguintes matérias ficam sujeitas à aprovação prévia por escrito do MIREME, ou da ENH (quando delegada), se, e na medida em que, não estiverem previstas num CCV de GNL para o qual tenha sido obtida aprovação de acordo com o presente Anexo (caso em que se aplica o parágrafo 4.3):
- (a) celebração de um acordo de transporte de GNL (incluindo um contrato de fretamento por prazo de tempo ou por viagem) em que o pagamento agregado da Concessionária seja igual ou superior a vinte e cinco milhões de dólares dos Estados Unidos (25.000.000 USD);
  - (b) alteração substancial de um contrato de transporte de GNL aprovado;
  - (c) cessação de um contrato de transporte de GNL aprovado;
  - (d) no caso de excesso de capacidade dos navios, mobilização antecipada dos navios ou razão de força maior prolongada, o sub-fretamento (ou equivalente) de um navio ao abrigo de um contrato de transporte de GNL aprovado, por período superior a um (1) ano; e
  - (e) iniciação e resolução de uma disputa que surja ao abrigo de um acordo de transporte de GNL aprovado.
- 5.2 A Concessionária deve submeter todas as propostas de acções ou decisões referentes a quaisquer questões referidas no parágrafo 5.1 ao MIREME para análise e aprovação. Essa submissão para aprovação ao abrigo do parágrafo 5.1 acima deve incluir uma explicação das razões, finalidade e efeito da acção ou decisão proposta.
- 5.3 O MIREME responderá ao referido pedido de aprovação no prazo máximo de trinta (30 dias a contar da data da recepção do pedido da Concessionária. O MIREME concederá à Concessionária a oportunidade para discutir o assunto caso o MIREME tenha notificado a Concessionária de que pretende recusar ou condicionar a aprovação da referida acção ou decisão. Em relação a qualquer questão sujeita à aprovação prévia por escrito do MIREME, ou da ENH (quando delegada), nos termos do parágrafo 5.1, considerar-se-á que essa aprovação foi concedida, a menos que tenha sido expressamente recusada ou condicionada pelo MIREME, ou pela ENH (quando delegada), por escrito, à Concessionária, no prazo de trinta (30 dias) a contar da recepção pelo MIREME do pedido relevante.
- 6 Contratos de utilização do terminal de GNL**
- 6.1 Sem prejuízo de quaisquer outras aprovações exigidas ao abrigo do Decreto-Lei, as seguintes matérias estão sujeitas à aprovação prévia por escrito pelo MIREME, ou pela ENH (quando delegada), se e na medida em que não estejam abrangidas por um CCV de GNL para o qual tenha sido obtida a aprovação nos termos do presente Anexo (caso em que se aplica o parágrafo 4.3):



- (a) celebração de um contrato de utilização de terminal para importação, armazenamento ou transbordo de GNL ("**CUT**") no qual o pagamento agregado da Concessionária seja igual ou superior a vinte e cinco milhões de dólares dos Estados Unidos (25.000.000 USD);
- (b) alteração substancial de um CUT aprovado;
- (c) resolução de um CUT aprovado; e
- (d) iniciação e resolução de uma disputa que surja ao abrigo de um CUT aprovado e chegada a acordo no âmbito do mesmo.

6.2 A Concessionária deve submeter à avaliação e aprovação do MIREME todas as acções ou decisões propostas em relação a qualquer uma das matérias elencadas no parágrafo 6.1. A submissão para aprovação ao abrigo do parágrafo 6.1 acima deve incluir uma explicação dos motivos, da finalidade e dos efeitos da acção ou decisão proposta.

6.3 O MIREME responderá a esse pedido de aprovação num prazo máximo de trinta (30) dias a contar da data da recepção do pedido da Concessionária. O MIREME deve conceder à Concessionária a oportunidade para discutir o assunto caso o MIREME tenha notificado a Concessionária de que pretende recusar ou condicionar a aprovação da referida acção ou decisão.

## 7 **Protocolo de Comunicação de Vendas, Transporte e Comercialização**

7.1 Após o início das vendas comerciais de GNL de cada Empreendimento da Área 4, a Concessionária deverá providenciar ao MIREME, trimestralmente, em relação a tal Empreendimento da Área 4, um relatório que trate das seguintes matérias:

- (a) as seguintes actividades de marketing (comercialização) e vendas:
  - (i) actividades de comercialização, incluindo (para cada potencial venda a longo-prazo) o volume, duração, mercado, comprador e preço;
  - (ii) acções relativas a direitos e obrigações contratuais principais, adicionalmente aos cobertos no parágrafo 7.4 abaixo;
  - (iii) vendas de carga à vista, incluindo detalhes de todas as Transacções de LNG a Curto-Prazo celebradas; e
  - (iv) no caso de vendas *ex ship*, carregamentos em navio redireccionados ao abrigo de CCVs de GNL a Longo-Prazo.
- (b) as actividades de transporte de GNL da Concessionária, incluindo o estágio de quaisquer programas de formação de tripulação implementados pelos proprietários dos navios de GNL;
- (c) vendas de GNL e, se relevante, avaliação e gestão de riscos de transporte.



- (d) o programa anual global de entrega de GNL da Concessionária;
  - (e) o impacto (se relevante) da manutenção de Infra-estruturas nos compromissos da Concessionária;
  - (f) o progresso e estágio de qualquer revisão de preços ao abrigo de qualquer Contrato de Compra e Venda de GNL a Longo Prazo, quer tenha sido iniciado ou não um processo de arbitragem;
  - (g) o progresso e estágio de quaisquer processos de arbitragem ou outros procedimentos ao abrigo de um Contrato de Compra e Venda de GNL a Longo Prazo ou Transacção de GNL a Curto Prazo, ou de qualquer disputa relativa a qualquer matéria ao abrigo do parágrafo 6.4, quer tenham ou não sido instaurados um processo de arbitragem ou outros procedimentos; e
  - (h) os procedimentos ou actualizações, se existirem, estabelecidos para a implementação de um CCV de GNL a Longo Prazo.
- 7.2 Cada relatório trimestral referido no parágrafo 7.1 deve cobrir o que ocorreu no trimestre e conter uma previsão para o trimestre seguinte. A apresentação do referido relatório será seguida de uma reunião com representantes do MIREME.
- 7.3 Após o início das vendas comerciais de GNL a partir de cada Empreendimento da Área 4, a Concessionária deve fornecer anualmente ao MIREME (i) uma actualização geral sobre os mercados internacionais de GNL e de transporte de GNL, (ii), um relatório por cada Contrato de Compra e Venda de GNL a Longo Prazo com detalhes sobre a reconciliação da quantidade contratual anual entre a Concessionária e o Comprador de GNL no fim do ano contratual do Contrato de Compra e Venda de GNL a Longo Prazo imediatamente anterior, e (iii) as quantidades contratuais anuais que devem ser entregues ao longo do período remanescente de tal Contrato de Compra e Venda de GNL a Longo Prazo para cada categoria, conforme aplicável, de quantidades ao abrigo do Contrato de Compra e Venda de GNL a Longo Prazo (incluindo quaisquer quantidades de GNL de compensação (*make-up LNG*), ou quantidades por motivos de força maior então existentes).
- 7.4 A Concessionária deverá notificar o MIREME prontamente sobre as seguintes matérias:
- (a) ocorrência de qualquer evento que afecte a Concessionária que possa originar eventos de força maior ao abrigo de um Contrato de Compra e Venda de GNL a Longo Prazo ou Transacção de GNL a Curto-Prazo;
  - (b) declaração de força maior por qualquer parte ao abrigo do Contrato de Compra e Venda de GNL a Longo Prazo, Transacção de GNL a Curto-Prazo ou um fretamento a prazo;
  - (c) incumprimento material por parte de um comprador de qualquer obrigação ao abrigo do Contrato de Compra e Venda de GNL a Longo Prazo ou



Transacção de GNL a Curto-Prazo, incluindo falta de pagamento quando devido;

- (d) emissão de uma factura a um Comprador de GNL ao abrigo de um Contrato de Compra e Venda de GNL a Longo Prazo relativa a um pagamento *Take Or Pay*;
- (e) suspensão de entregas a um comprador por incumprimento da obrigação de pagamento em dívida;
- (f) a Concessionária tomar conhecimento de qualquer outro incumprimento material ou situação de incumprimento por qualquer parte ao abrigo de um Contrato de Compra e Venda de GNL a Longo Prazo ou Transacção de GNL a Curto-Prazo;
- (g) elaboração de uma reclamação formal de que um comprador, ao abrigo de um Contrato de Compra e Venda de GNL a Longo Prazo ou Transacção de GNL a Curto-prazo, tenha incumprido os termos do mesmo; e
- (h) qualquer outra disputa materialmente relevante ao abrigo de um Contrato de Compra e Venda de GNL a Longo Prazo ou Transacção de GNL a Curto-Prazo.



**ANEXO 5**

**Aditamentos ao Anexo C do CCPP, relativo aos Procedimentos Contabilísticos e Financeiros  
APLICÁVEIS AOS EMPREENDIMENTOS DA ÁREA 4**



**“Anexo “C” – Procedimentos Contabilísticos e Financeiros do CCPP conforme complementado”**

**Índice**

<b>Conteúdo</b>	<b>Página</b>
<b>Secção 1 Disposições Gerais .....</b>	<b>1</b>
1.1 Definições .....	1
1.2 Relatórios de Apresentação Obrigatória pela Concessionária .....	1
1.3 Língua e Unidades de Conta .....	2
1.4 Pagamentos .....	2
1.5 Direitos de Auditoria a Inspeção do Governo .....	3
<b>Secção 2 Classificação, Definição e Afectação de Custos e Despesas .....</b>	<b>4</b>
2.1 Custos de Pesquisa .....	4
2.2 Despesas de Investimento em Desenvolvimento e Produção .....	4
2.3 Custos Operacionais .....	5
2.4 Custos com Serviços .....	5
2.5 Despesas Gerais e Administrativas .....	6
2.6 Fundo de Desmobilização .....	6
<b>Secção 3 Custos, Despesas, Encargos e Créditos da Concessionária .....</b>	<b>8</b>
3.1 De acordo com a Lei Aplicável, custos recuperáveis sem aprovação adicional do Governo .....	8
3.2 Custos recuperáveis apenas com a aprovação do Governo .....	11
3.3 Custos não recuperáveis no âmbito do CCPP conforme complementado .....	12
3.4 Custos Recuperáveis e Dedutíveis .....	12
3.5 Créditos ao abrigo do CCPP conforme complementado .....	12
3.6 Duplicação de débitos e créditos .....	12
3.7 Deduções .....	13
3.8 Responsabilidades ao abrigo dos Contratos de Venda de Gás .....	13
3.9 Receitas e Custos da EOE .....	14
<b>Secção 4 Registos e Avaliação de Activos .....</b>	<b>15</b>
<b>Secção 5 Relatório de Produção .....</b>	<b>16</b>
5.1 .....	16
5.2 .....	16
<b>Secção 6 Valor da Produção e Relatório do Imposto sobre a Produção de Petróleo .....</b>	<b>17</b>
6.1 .....	17
6.2 .....	17
6.3 .....	17
<b>Secção 7 Relatório de Recuperação de Custos .....</b>	<b>18</b>
7.1 .....	18
7.2 .....	18
<b>Secção 7.A Relatório de Preço de GNL e/ou Gás Natural por Gasoduto .....</b>	<b>18</b>
<b>Secção 8 Relatório de Despesas e Receitas .....</b>	<b>20</b>
8.1 .....	20
8.2 .....	20



<b>Secção 9 Relatório Anual Final</b> .....	21
<b>Secção 10 Relatório do Orçamento</b> .....	22
10.1 .....	22
10.2 .....	22
10.3 .....	22
10.4 .....	22
<b>Secção 11 Plano e Previsão a Longo Prazo</b> .....	23
11.1 Plano de Pesquisa.....	23
11.2 Previsão de Desenvolvimento.....	23
11.3 Alterações ao Plano e à Previsão .....	24
<b>Secção 12 Revisão do Procedimento Contabilístico e Financeiro</b> .....	25
<b>Secção 13 Conflito com o CCPP conforme complementado</b> .....	26



O presente Anexo constitui parte integrante do Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção, datado de 20 Dezembro de 2006, concedido pelo Governo da República de Moçambique à Eni East Africa S.p.A. e à Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P. (ENH) (doravante referido como "o CCPP").

Qualquer referência a "CCPP conforme complementado" neste Anexo será uma referência ao CCPP conforme complementado pelo Acordo Complementar do Operador Designado e pelo 2º Acordo Complementar da Área 4.

## **Secção 1 Disposições Gerais**

### **1.1 Definições:**

Para efeitos destes Procedimentos Contabilísticos e Financeiros do Contrato, os termos aqui utilizados que estejam definidos na lei aplicável e no CCPP conforme complementado, terão o mesmo significado quando usados neste Procedimento Contabilístico e Financeiro do Contrato.

### **1.2 Relatórios de Apresentação Obrigatória pela Concessionária**

- (a) No prazo de 90 (noventa) dias da Data Efectiva, a Concessionária submeterá ao Governo uma proposta esquemática de planos de contas, registos e relatórios operacionais, que deverá 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 a 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 conforme complementado. Logo que alcançado o acordo, a Concessionária preparará e entregará expeditamente ao Governo, cópias formais dos planos de contas exaustivos relativos as funções de contabilidade, registos e relatórios, e permitirá ao Governo examinar os seus manuais, se existentes, e rever os procedimentos que são, e que serão, observados no âmbito do CCPP conforme complementado.
- (b) Sem prejuízo do princípio geral supra, a Concessionária é obrigada a elaborar com regularidade relatórios relativos as Operações Petrolíferas, nomeadamente:
- (i) Relatório de Produção (ver Secção 5 deste Anexo);
  - (ii) Relatório do Valor da Produção e do Imposto sobre a Produção de Petróleo (ver Secção 6 deste Anexo);
  - (iii) Relatório de Recuperação de Custos (ver Secção 7 deste Anexo);
  - (iv) Relatório de Despesas e Receitas (ver Secção 8 deste Anexo);
  - (v) Relatório Anual Final (ver Secção 9 deste Anexo);
  - (vi) Relatório do Orçamento (ver Secção 10 deste Anexo);
  - (vii) Planos a Longo Prazo (ver Secção 11 deste Anexo);
  - (viii) Relatório sobre o Preço de GNL e/ou Gás Natural por Gasoduto (ver Secção 7A do presente Anexo),



- (c) Todos os relatórios e declarações serão elaborados em conformidade com o disposto no CCPP conforme complementado 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.
- (d) Todos os relatórios e declarações deverão diferenciar entre custos e receitas da Concessionária e aqueles de qualquer Entidade de Objecto Específico.

### 1.3 Língua e Unidades de Conta

- (a) As contas serão mantidas em dólares dos Estados Unidos da América e qualquer outra moeda que seja exigida nos termos da Lei aplicável. Para efeitos de recuperação de custos, a moeda de referência será o Dólar dos Estados Unidos da América. As medidas exigidas nos termos deste Anexo, serão efectuadas em unidades métricas a barris. A língua utilizada será a Inglesa a 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.
- (b) Pretende-se com estes Procedimentos Contabilísticos e Financeiros que nem 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 conforme complementado.
- (c) Os montantes recebidos e custos e despesas efectuados 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, prevalentes 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.
- (d) As quantias recebidas e os custos e despesas realizadas em moedas que não sejam Meticais Moçambicanos ou dólares norte-americanos deverão ser convertidas em dólares norte-americanos com base na média das taxas de câmbio de compra e de venda entre as moedas em questão, conforme publicadas pelo Wall Street Journal, ou se não forem publicadas pelo Wall Street Journal, pelo Financial Times, em vigor na data efectiva da transacção em que tais quantias são recebidas e os custos e despesas são pagos, ou como for acordado pelas 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 dos Estados Unidos da América 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 conforme complementado e da lei aplicável



- (c) A liquidação da obrigação da Concessionária com relação ao Imposto sobre a Produção do Petróleo e a quota parte do Governo no Petróleo Lucro, será efectuada de acordo com o CCPP conforme complementado.
- (d) Todas as quantias devidas por uma Concessionária ao Governo ao abrigo do CCPP conforme complementado, 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 taxa média Interbancária oferecida em Londres para depósitos a 3 (três) meses, (LIBOR "London Interbank Offered Rate"), acrescida de 1% (um por cento), para depósitos em dólares dos Estados Unidos da América, conforme publicada pelo "Wall Street Journal" ou, caso não seja publicada neste, pelo "Financial Times" de Londres. Caso uma taxa não seja publicada para uma determinada data (como fins de semana ou feriados), será usada a primeira taxa publicada subsequentemente. Caso uma taxa seja substituída ou deixe de ser publicada, deverá ser utilizada a substituição geralmente aceite dessa taxa nas transacções internacionais de petróleo e gás.

#### 1.5 Direitos de Auditoria a Inspeção do Governo

- (a) Após um aviso prévio de 30 (trinta) dias a Concessionária, a entidade competente do Governo tem o direito de auditar as contas e os registos da Concessionária mantidos nos termos das disposições do CCPP conforme complementado relativamente a cada ano civil, dentro do prazo de 5 (cinco) anos do final de cada ano civil em questão, mas nunca antes do ano civil de 2016. 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 a 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 inspecionar 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 inspeção 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 preparada e mantida 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 Classificação, Definição e Afecção 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**

“Custos de Pesquisa” consistirão em todos os custos directos e custo indirectos imputados e incorridos na procura de Petróleo na Área do Contrato, incluindo, nomeadamente:

- (a) Levantamentos e estudos aéreos, geofísicos, geoquímicos, paleontológicos, geológicos, topográficos e sísmicos e suas interpretações.
- (b) Perfuração de poços de reconhecimento por testemunhagem (*core hole drilling*) e perfuração de poço de água.
- (c) Mão-de-obra, materiais e serviços usados na perfuração de poços com o objectivo de encontrar novos Jazigos Petrolíferos ou com o fim de avaliar a dimensão de Jazigos Petrolíferos já descobertos, na medida em que tais poços não estejam completados com 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 as Operações de Pesquisa, nos termos do disposto na Subsecção 2.4 destes Procedimentos Contabilísticos.
- (f) Despesas Gerais e Administrativas afectas as Operações de Pesquisa, nos termos do disposto na Subsecção 2.5 deste Procedimento Contabilístico.

### **2.2 Despesas de Investimento em Desenvolvimento e Produção**

“Despesas de Investimento em Desenvolvimento e Produção” consistirão nas despesas referidas na Cláusula 7.3 do 2.º Acordo Complementar da Área 4 e em todas as despesas incorridas nas Operações de Desenvolvimento e Produção, incluindo, nomeadamente:

- (a) Perfuração de poços que estejam completados como poços em produção e perfuração de poços com vista à produção de um Jazigo Petrolífero 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 instalações nos campos tais como linhas de fluxo, unidades de produção e tratamento, equipamento da cabeça do poço, equipamento de sub-superfície, sistemas de recuperação aperfeiçoados, plataformas marítimas, instalações de armazenagem de Petróleo, terminais e cais de exportação, portos e instalações conexas e estradas de acesso para actividades de produção.
- (e) Estudos de engenharia e concepção para instalações nos campos.



- (f) A engenharia, estudos de concepção, construção, instalação e comissionamento das Infra-estruturas do PBR.
- (g) Custos com Serviços afectos às Operações de Desenvolvimento e Produção, tal como disposto na Subsecção 2.4 deste Procedimento Contabilístico.
- (h) Despesas Gerais e Administrativas afectas às Operações de Desenvolvimento e Produção, tal como disposto na Subsecção 2.5 deste Procedimento Contabilístico.

### 2.3 Custos Operacionais

“Custos Operacionais” consistirão em todas as despesas incorridas com as Operações Petrolíferas, após o início da Produção, 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 injeção, bem como de todas as instalações no campo concluídas durante as Operações de Desenvolvimento e Produção.
- (b) A operação, conservação, manutenção e reparação das Infra-estruturas do PBR.
- (c) Planeamento, produção, controlo, medição e teste do fluxo de Petróleo assim como a recolha, a recadação, tratamento, armazenamento e transporte do Petróleo do Jazigo Petrolífero para o Ponto de Entrega.
- (d) O saldo das Despesas Gerais e Administrativas e Custos com Serviços não imputados às Operações de Pesquisa ou às Operações de Desenvolvimento e Produção.

### 2.4 Custos com Serviços

“Custos com Serviços” 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, instalações de água e de saneamento, centrais eléctricas, alojamentos, instalações comunitárias e recreativas, actividades de reassentamento, actividades relacionadas com a pesquisa de oportunidades de mercado, a procura de mercados para vender o GNL e Gás Natural por Gasoduto produzido a partir de qualquer Área de Desenvolvimento e Produção até ao Ponto de Entrega, bem como 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.

Juros, taxas e encargos relacionados incorridos em conexão com empréstimos em condições comerciais autorizados para recuperação de custo de acordo com a Subsecção 3.2 deste Anexo deverão ser consideradas parte dos Custos de Serviço.

Os Custos com Serviços incorridos durante o período com início na Data Efectiva até à data da aprovação pelo MIREM 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 MIREM, 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 Lei



aplicável. Caso não exista acordo, tal afectação será decidida por um perito único, nos termos do Artigo 30 do CCPP conforme complementado.

A Concessionária entregará juntamente com cada Plano de Desenvolvimento proposto, uma descrição dos seus procedimentos de imputa dos Custos com Serviços.

## 2.5 Despesas Gerais e Administrativas

"Despesas Gerais e Administrativas" consistirão em:

- (a) Todas as despesas com o escritório principal, escritórios de campo e custos gerais e administrativos na República de Moçambique, incluindo, nomeadamente, serviços de supervisão, contabilidade e de relações laborais.
- (b) Um encargo geral por serviços prestados fora da 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 dos Estados Unidos da América), 3% (três por cento) dessa parte dos Custos do Contrato, entre US\$ 5,000,000 (cinco milhões de dólares dos Estados Unidos da América) e US\$ 10,000,000 (dez milhões de dólares dos Estados Unidos da América) e 1,5% (um vírgula cinco por cento) dos Custos do Contrato que excedam US\$ 10,000,000 (dez milhões de dólares dos Estados Unidos da América). 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 afectadas 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 MIREM, 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 MIREM, 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 30 do CCPP conforme complementado.

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 do CCPP conforme complementado, ou do uso de qualquer instalação com vista à extração de Petróleo de uma Área de Desenvolvimento e Produção ao abrigo do CCPP conforme complementado for definitivamente terminado.

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 no artigo 9.5 do CCPP conforme complementado e será calculada como se segue:

$$QD = (ECA \times (CPP/EPR)) - DFB$$

sendo que

- QD representa a quantidade de fundos a serem transferidos para o Fundo de Desmobilização, com respeito ao trimestre relevante;
- ECA representa a estimativa de custos de operações de abandono, estabelecidas nos termos do Plano de Desmobilização;
- EPR representa a estimativa de reservas remanescentes de Petróleo a serem recuperadas no final do trimestre em que tenha sido aberto o Fundo de Desmobilização;
- CPP representa a produção cumulativa de Petróleo no 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 Custos, Despesas, Encargos e Créditos da Concessionária

#### 3.1 De acordo com a Lei Aplicável, custos recuperáveis sem aprovação adicional do Governo

Sem prejuízo do disposto no CCPP conforme complementado 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 conforme complementado.

(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.

(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 por licenças, férias, doença e incapacidade aplicáveis às remunerações e salários debitáveis ao abrigo do número (i) supra.

(iii) Despesas ou contribuições efectuadas em cumprimento de avaliações ou obrigações impostas pelas leis da República de Moçambique, 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 deslocações de trabalhadores expatriados e das suas famílias destacados para a República de Moçambique, despesas que devem estar em conformidade com as práticas correntes da Concessionária.

(vi) Quaisquer impostos da República de Moçambique sobre o rendimento das pessoas singulares, incorridos pelos trabalhadores e pagos ou reembolsados pela Concessionária.

(c) Transporte

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

Os custos reais com contratos para a prestação de serviços técnicos ou de outra natureza, celebrados pela Concessionária com terceiros, para as Operações



Petrolíferas, incluindo com as Empresas Afiliadas que tenham contratado 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.

(i) 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 sem margem de lucro. 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) Material

(i) Princípio Geral

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 conforme complementado.

(ii) Garantia do Material

A Concessionária não garante o material para além da garantia do fornecedor ou do fabricante 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 conforme complementado.

(iii) Valor do material debitado às contas ao abrigo do CCPP conforme complementado

- (a) Salvo quando diversamente se dispuser na 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 prevalentes em transacções normais de boa fé a terceiros num mercado de concorrência (*arm's length*).



(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 transacções normais de boa fé a terceiros num mercado de concorrência (*arm's length*).

(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 per 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 com a 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 com a 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 líquido nas contas ao abrigo do CCPP conforme complementado, consistente com o valor do serviço prestado.

(f) Rendas, Direitos e Outros Apuramentos



Todas as rendas, tributos, impostos, encargos, taxas, contribuições e quaisquer outros montantes apurados e encargos impostos pelo Governo, pelas suas subdivisões político-administrativas, agências ou representações, com relação às Operações Petrolíferas e pagos directa ou indirectamente pela Concessionária, com excepção do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas que tenha incidido sobre a Concessionária.

(g) Seguros e Perdas

Prémios de seguros e custos incorridos com seguros contratados de acordo com o CCPP conforme complementado, 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 conforme complementado, 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 conforme complementado.

(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 e com contestar ou intentar acções judiciais que envolvam a Área do Contrato ou qualquer reclamação de terceiro emergente de actividades ao abrigo do CCPP conforme complementado, 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 e quaisquer outras acções de formação requeridas ao abrigo do CCPP conforme complementado ou da lei aplicável. Pagamentos efectuados nos termos do Artigo 18.5 e do Artigo 18.6 do CCPP conforme complementado.

(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 conforme complementado.

(l) Pagamentos para o Fundo de Desmobilização e custos incorridos para a desmobilização, nos termos da lei aplicável e do CCPP conforme complementado.

### 3.2 Custos recuperáveis apenas com a aprovação do Governo

Juros, taxas e encargos relacionados, incorridos em conexão com empréstimos em condições 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 qualquer razão válida.



Juros, taxas, comissões e encargos incorridos em virtude de empréstimos em condições comerciais que tiverem sido sujeitos à aprovação do Governo ao abrigo do artigo 16.1 do Decreto-Lei n.º 2/2014, de 2 de Dezembro, deverão ser tidos como aprovados para os efeitos deste artigo.

### 3.3 Custos não recuperáveis no âmbito do CCPP conforme complementado

- (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 30 do CCPP conforme complementado.
- (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.

### 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 conforme complementado 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 conforme complementado

Os rendimentos líquidos provenientes das seguintes transacções serão, nos termos da lei aplicável, creditados nas contas ao abrigo do CCPP conforme complementado:

- (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 conforme complementado, quando tais operações ou activos tenham sido segurados e os seus prémios debitados às contas ao abrigo do CCPP conforme complementado.
- (b) Receita recebida de terceiros pelo uso de propriedade ou bens debitados às contas no âmbito do CCPP conforme complementado.
- (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 conforme complementado.
- (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 conforme complementado.
- (e) As quantias recebidas por materiais inventariados ao abrigo do CCPP conforme complementado 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, pretende-se que não exista qualquer duplicação de débitos ou créditos nas contas ao abrigo do CCPP conforme complementado.

### 3.7 Deduções:

Para os efeitos do artigo 10.4 do CCPP conforme complementado (Determinação do Valor do Petróleo), no cálculo do valor do GNL e Gás Natural por Gasoduto atribuível à Área 4 e produzido a partir de qualquer Depósito de Petróleo ao abrigo de um Empreendimento da Área 4, "Deduções" são os itens seguintes:

- (a) no cálculo do Imposto sobre a Produção de Petróleo, os custos de transporte e seguro de transporte de cargas de GNL para compradores de GNL, desde que os contratos nos termos dos quais se incorra em tais custos sejam aprovados pelo Governo ou celebrados de acordo com o disposto no CCPP conforme complementado e da legislação aplicável; e
- (b) Para GNL e Gás Natural por Gasoduto, que constitui Petróleo Disponível:
  - (i) Custos de transporte e seguro de cargas de GNL referidos no item (a) acima;
  - (ii) Todas as taxas, impostos e tarifas cobradas com referência ao GNL e Gás Natural por Gasoduto, para além do Ponto de Entrega e antes da transferência da titularidade do GNL e Gás Natural por Gasoduto, incluindo qualquer compensação ou reembolso pago pela Concessionária a um comprador nos termos de um Contrato de Compra e Venda de Gás aprovado, em relação a quaisquer pagamentos realizados por esse comprador de impostos cobrados pelo Governo, sendo que quaisquer reembolsos à Concessionária neste contexto devem ser tratados como um crédito; e
  - (iii) Responsabilidades ao abrigo dos Contratos de Compra e Venda de Gás contadas como Deduções ao abrigo da Subsecção 3.8(c).

Quaisquer Deduções que não sejam recuperadas por dedução das receitas do GNL e Gás Natural por Gasoduto num determinado mês serão transportadas para recuperação a partir de receitas futuras.

Não deverá haver duplicação de encargos autorizados para recuperação de custos e Deduções.

### 3.8 Responsabilidades ao abrigo dos Contratos de Venda de Gás

- (a) 'Responsabilidades ao abrigo dos Contratos de Compra e Venda de Gás' significa quantias pelas quais a Concessionária é responsável perante um comprador ou um terceiro nos termos de um Contrato de Venda de Gás aprovado pelo MIREME, incluindo a título de indemnização, indemnização contratual, responsabilidade decorrente de indemnização, ou compensação.
- (b) Sempre que quaisquer Responsabilidades ao abrigo dos Contratos de Venda de Gás ocorram como resultado de Operações Petrolíferas, tais Responsabilidades ao abrigo dos Contratos de Venda de Gás serão recuperáveis como Custos Operacionais pela Concessionária ao abrigo do CCPP conforme complementado, nos termos das cláusulas deste Anexo.
- (c) (i) Sempre que quaisquer Responsabilidades ao abrigo dos Contratos de Venda de Gás ocorram além do Ponto de Entrega, tais Responsabilidades ao abrigo dos Contratos de Venda de Gás serão contabilizadas como Deduções para os efeitos da Subsecção 3.7(b) deste Anexo excluindo quaisquer Responsabilidades ao abrigo dos Contratos de Venda de Gás incorridas em resultado de Negligência Grosseira ou Dolo da Concessionária ou do Operador.



(ii) Para os efeitos do parágrafo 3.8(c)(i), para vendas FOB, as Responsabilidades ao abrigo de Contratos de Compra e Venda de Gás após o Ponto de Entrega serão limitadas àquelas cujas causas ocorram na República de Moçambique.

(d) A Concessionária deverá manter registos e documentação de suporte separados relativamente às Responsabilidades ao abrigo dos Contratos de Venda de Gás, demonstrando os termos em que se incorreu nas mesmas, e se tais Responsabilidades ao abrigo do CCV de GNL são ou não abrangidas pela Subsecção 3.8(b) ou (c) deste Anexo; e deverá fornecer tais informações ao Governo antes de efectuar qualquer recuperação de custo ou Dedução a esse respeito. Os direitos de inspecção e auditoria do Governo nos termos da Subsecção 1.5 deste Anexo deverão abranger as quantias reclamadas como Deduções.

### 3.9 Receitas e Custos da EOE

(a) Nos termos da Cláusula 4.11 do 2º Acordo Complementar da Área 4, para efeitos da determinação da recuperação de custos e do direito a lucros, nos termos do artigo 9 do CCPP conforme complementado em relação aos custos e receitas dos Empreendimentos da Área 4, tal como previsto pelo CCPP conforme complementado e este Anexo, e incluindo, para os efeitos do artigo 9.10(b) do CCPP conforme complementado, o Imposto Sobre o Rendimento de Pessoas Colectivas liquidado, tal como previsto no CCPP conforme complementado incorridos ou recebidos:

(i) por uma EOE da Área 4 no exercício das respectivas actividades autorizadas; ou

(ii) por uma EOE Partilhada no exercício das respectivas actividades autorizadas,

deverão ser considerados como se tais custos e receitas tivessem sido, directamente, incorridos ou obtidas pela Concessionária, nos termos do CCPP conforme complementado e em conformidade com este Anexo.

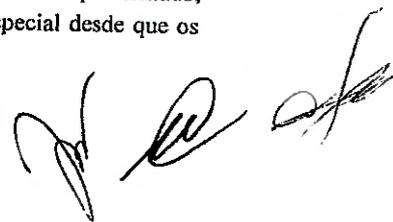
(b) Em relação a uma EOE da Área 4 ou EOE Partilhada, os custos e receitas não abrangidos pela Subsecção 3.9(a) não deverão ser recuperáveis como custo ao abrigo do CCPP conforme complementado e este Anexo, nem deverão ser tomados em conta para efeitos do cálculo do Factor-R.

(c) Os custos e receitas decorrentes de transacções entre EOE's da Área 4 ou EOE's Partilhadas e a Concessionária (incluindo transacções celebradas pelo Operador em nome da Concessionária ao abrigo do Acordo de Operações Conjuntas) ou entre EOE's para a Área 4 e/o EOE's Partilhadas, deverão ser desconsiderados para efeitos do cálculo do Factor-R.



**Secção 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 conforme complementado, mas no mínimo uma vez por ano, no que refere a bens móveis, e uma vez cada 5 (cinco) anos, no que se refere a bens imóveis. A Concessionária notificará o Governo por escrito, com a antecedência mínima de 30 (trinta) dias, da sua intenção de proceder ao referido inventário e o Governo tem o direito de estar representado quando se proceda a tal inventário. A Concessionária especificará claramente quais os princípios com base nos quais se baseou a avaliação do inventário. Em caso de cessão de direitos ao abrigo do CCPP conforme complementado, 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 Relatório de Produção**

**5.1**

Após o início da produção comercial da Área do Contrato, a Concessionária submeterá ao Governo um relatório de produção mensal (doravante referida como o “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 GNL e Gás Natural por Gasoduto produzidos.
- (c) As quantidades de Petróleo utilizadas nas Operações Petrolíferas, sem prejuízo das especificidades da Subsecção 5.1(h)(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) Qualquer outra informação relevante que possa ser requerida pela lei aplicável.
- (h) Sempre que Gás Natural atribuível à Área 4 e produzido a partir de Depósito de Petróleo nos termos de um Empreendimento da Área 4 for vendido como GNL:
  - (i) as quantidades entregues no Porto de Entrega, expressas em m<sup>3</sup>;
  - (ii) as quantidades carregadas em navios de GNL, deduzidas de retorno de vapor, expressas em m<sup>3</sup>;
  - (iii) as quantidades utilizadas ou perdidas em Operações Petrolíferas;
  - (iv) o nível dos stocks de GNL detidos no início do mês, expresso em m<sup>3</sup>; e
  - (v) o nível dos stocks de GNL detidos no final do mês, expresso em m<sup>3</sup>.
- (i) Sempre que o Petróleo atribuível à Área 4, produzido a partir de um Depósito de Petróleo nos termos de um Empreendimento da Área 4, for vendido como Petróleo Bruto:
  - (i) o Petróleo Bruto carregado no Ponto de Entrega, expresso em barris ou m<sup>3</sup>;
  - (ii) as quantidades utilizadas ou perdidas em Operações Petrolíferas;
  - (iii) o nível dos stocks de Petróleo Bruto detidos no início do mês, expresso em barris ou m<sup>3</sup>; e
  - (iv) o nível dos stocks de Petróleo Bruto detidos no final do mês, expresso em barris ou m<sup>3</sup>;

**5.2**

O Relatório de Produção referente a cada mês civil deverá ser submetida ao Governo até trinta (30) dias de calendário após o final do respectivo mês civil.



## Secção 6 Valor da Produção e Relatório do Imposto sobre a Produção de Petróleo

### 6.1

A Concessionária preparará um relatório abrangendo a determinação do valor justo de mercado do Petróleo Bruto, GNL e Gás Natural por Gasoduto, 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, preços e receitas realizadas pela Concessionária em resultado das vendas a terceiros, de Petróleo Bruto, GNL e Gás Natural por Gasoduto, respectivamente, efectuadas durante o mês civil em questão.
- (b) As quantidades, preços e receitas realizadas pela Concessionária em resultado das vendas, que não a terceiros, de Petróleo Bruto, GNL e Gás Natural por Gasoduto respectivamente, efectuadas durante o mês civil em questão.
- (c) A quantidade de stocks de Petróleo Bruto e, se aplicável, GNL e Gás Natural por Gasoduto no final do mês civil anterior.
- (d) A quantidade de stocks de Petróleo Bruto e, se aplicável, Gás Natural por Gasoduto, GNL no final do mês civil em questão.
- (e) O valor total devido a título de Imposto sobre a Produção de Petróleo para Petróleo Bruto, GNL e Gás Natural por Gasoduto, respectivamente, para o mês civil.
- (f) Informação disponível à Concessionária, quando solicitada pelo Governo, com relação aos preços do Petróleo Bruto, GNL e Gás Natural por Gasoduto produzidos pelos países com maior produção e exportação de petróleo, incluindo preços dos Contratos, descontos e prémios, e preços obtidos nos mercados à vista (*spot markets*).

### 6.2

O relatório do Valor da Produção e do Imposto sobre a Produção de Petróleo referente a cada mês civil, será submetido ao Governo no máximo até 30 (trinta) dias após o final desse mês civil em questão.

### 6.3

Em caso de vendas "ex-ship" de GNL, a Declaração do Valor da Produção e do Imposto sobre a Produção de Petróleo:

- (a) deverá ser baseada nas vendas "ex-ship" para as quais a entrega tenha ocorrido no mês de calendário em questão;
- (b) deverá demonstrar as quantidades de GNL carregadas e descarregadas, e as quantidades de GNL vaporizado (utilizado como combustível ou perdido) no transporte e as quantidades retidas a bordo do navio (heel) e o inventário de GNL no navio; e
- (c) deverão fazer referência à declaração de Deduções.



## **Secção 7 Relatório de Recuperação de Custos**

### **7.1**

A Concessionária preparará, com referência a cada trimestre, um relatório de recuperação de custos (doravante referida 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 adquirido proporcionalmente em Petróleo Bruto, GNL e Gás Natural por Gasoduto e utilizada pela Concessionária para o trimestre em questão.
- (e) Custos do CCPP conforme complementado recuperados para o trimestre em questão.
- (f) Valor acumulado total de custos do CCPP conforme complementado recuperados até ao final do trimestre em questão.
- (g) Valor de custos recuperáveis do CCPP conforme complementado a serem transportados para o próximo trimestre.

### **7.2**

O Relatório de Recuperação de Custos de cada trimestre será submetido ao Governo no máximo até 30 (trinta) dias de calendário após o final desse trimestre.

## **Secção 7.A Relatório de Preço de GNL e/ou Gás Natural por Gasoduto**

- (a) Sempre que GNL e/ou Gás Natural por Gasoduto atribuível à Área 4 for produzido e vendido a partir de qualquer Depósito de Petróleo ao abrigo de um Empreendimento da Área 4, a Concessionária deverá preparar um Relatório de Preço de GNL e/ou Gás Natural por Gasoduto relativo a cada mês de calendário, que incluirá o seguinte:
  - (i) o preço (incluindo uma explicação do modo como o preço foi calculado) e as quantidades desse GNL e/ou Gás Natural por Gasoduto entregues, e as quantidades pagas mas não tomadas ao abrigo do Contrato de Compra e Venda de Gás relevante;
  - (ii) quaisquer outros montantes recebidos do comprador ou de qualquer outra Pessoa no decurso do mês de calendário em questão, relativamente ao GNL e/ou Gás Natural por Gasoduto;
  - (iii) Deduções para efeitos de cálculo de Imposto sobre a Produção de Petróleo e Deduções para efeitos de cálculo de o Petróleo Disponível composto por GNL e Gás Natural por Gasoduto, com referência ao mês de calendário em questão; e
  - (iv) o cálculo das Receitas Líquidas de Gás de acordo com o parágrafo 1.14 do Anexo 1 do 2º Acordo Complementar da Área 4.



Na eventualidade de a Concessionária descobrir um erro ou omissão num período anterior, se houver, o ajuste será efectuado no Relatório de Preço de GNL e/ou Gás Natural por Gasoduto.

- (b) O Relatório de Preço de GNL e/ou Gás Natural por Gasoduto de cada mês de calendário deverá ser submetida ao Governo num prazo máximo de trinta (30) dias de calendário após o final de tal mês de calendário.



## **Secção 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 CCPP conforme complementado (doravante referida 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 e 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 submetida ao Governo até ao máximo de 30 (trinta) dias após o final desse trimestre.



**Secção 9      Relatório Anual Final**

A Concessionária preparará um Relatório Anual Final. O relatório conterá 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 conforme complementado. O Relatório Anual Final referente a cada ano civil, será submetida ao Governo no prazo de 60 (sessenta) dias do final do ano civil em questão.

*(Handwritten signatures)*



## Secção 10 Relatório do Orçamento

### 10.1

A Concessionária preparará um relatório do orçamento anual (doravante referida como "Relatório do Orçamento"). Tal relatório 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 conforme complementado.
- (b) Previsão de despesas acumuladas e receitas para o final do referido ano orçamentado.
- (c) Um anexo demonstrando as rubricas individuais mais importantes compreendidas na previsão de Despesas de Investimento em Desenvolvimento e Produção), para o referido ano orçamentado.

### 10.2

O Relatório do Orçamento será submetido ao Governo com relação a cada ano orçamentado no mínimo 90 (noventa) dias antes do início do ano a que se referir, salvo no primeiro ano do CCPP conforme complementado, caso em que o Relatório do Orçamento será submetido dentro de 30 (trinta) dias da Data Efectiva.

### 10.3

A Concessionária e o Governo reconhecem que poderão vir a ser necessárias alterações aos detalhes do Relatório do Orçamento 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 referido Relatório será revisto anualmente.

### 10.4

Sempre que o GNL e Gás Natural por Gasoduto atribuíveis à Área 4 e produzidos a partir de qualquer Depósito de Petróleo ao abrigo de um Empreendimento da Área 4 for vendido como GNL e Gás Natural por Gasoduto, a Declaração Orçamental deverá incluir as Deduções previstas, se as houver.



## Secção 11 Plano e Previsão a Longo Prazo

Com fins informativos e de planeamento, a Concessionária deverá preparar e submeter ao Governo um, ou ambos dos seguintes 2 (dois) planos a longo prazo, dependendo de qual for apropriado:

### 11.1 Plano de Pesquisa

Durante o Período de Pesquisa, a Concessionária preparará um Plano de Pesquisa para cada período de 3 (três) anos civis, 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 3 (três) anos civis cobertos pelo Plano de Pesquisa.
- (b) Detalhes das operações de sísmica planeadas 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 infra-estruturas 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 no mínimo 45 (quarenta e cinco) dias antes do final de cada ano civil a seguir a Data Efectiva, uma 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 desse plano 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 *marketing* (comercialização) do Petróleo propostos e, sempre que o Gás Natural deva ser vendido como GNL, uma descrição sobre a estratégia de *marketing* (comercialização) do GNL proposta.
- (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



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 à 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 Revisão do Procedimento Contabilístico e Financeiro

As disposições destes Procedimentos Contabilísticos e Financeiros poderão ser alteradas por determinação da lei aplicável ou, na ausência dessa lei, por meio de acordo entre a Concessionária e o Governo. As alterações deverão ser efectuadas por escrito e especificar a data em que entrarão em vigor.

Handwritten signatures in black ink, consisting of three distinct scribbles.

**Secção 13 Conflito com o CCPP conforme complementado**

Em caso de conflito entre as disposições destes Procedimentos Contabilísticos e Financeiros e as disposições do CCPP conforme complementado, prevalecerão as disposições do CCPP conforme complementado.

Handwritten signatures in black ink, consisting of three distinct scribbles.