

Iniciativa de Transparência das
Indústrias Extrativas de Timor-Leste

2015 Relatório



Mensagem do Multi-Stakeholders Working Group de Timor-Leste

É gratificante para o MSWG (Multi-Stakeholders Working Group) testemunhar, uma vez mais, o resultado da colaboração e comprometimento entre todas as partes, que permitiram a elaboração do 8º Relatório da EITI de Timor-Leste, para o ano fiscal de 2015. Contando com a dedicação de todos os membros do MSWG, foi possível produzir este relatório dentro do prazo previsto. A aprovação e entrega do relatório atempadamente é uma conquista adicional para além da publicação deste relatório.

Após a publicação das novas normas da EITI em 2016, este tem sido um enorme processo de aprendizagem para os membros do MSWG. O processo começou com a decisão do MSWG de realizar um estudo de definição de âmbito antes da reconciliação dos relatórios de modo a identificar lacunas na implementação da EITI em Timor-Leste e assegurar que a EITI Timor-Leste está a cumprir com todos os requisitos das novas normas. O relatório também aborda questões levantadas no último processo de validação da EITI, incluindo a definição de materialidade, decisão na informação desagregada por entidade e por *commodity*, qualidade de dados e garantias através de modelos de dados assinados por auditores aprovados, e ainda sobre despesas económicas e sociais. Para além disso, após o 7º Relatório em 2014, neste 8º Relatório (2015) o MSWG prossegue o seu esforço em reconstruir a confiança entre as diferentes partes e melhorar o formato de relatório, o que poderá trazer valor real, refletindo os desafios que são enfrentados pelo país. Um desses desafios recai sobre a sustentabilidade do Fundo Petrolífero do País.

Neste relatório, as entidades analisadas nos relatórios anteriores mantêm-se, juntamente com novas entidades nos setores de mineração e de subcontratação. As entidades no setor da subcontratação foram adicionadas tendo em conta a materialidade definida pelo MSWG. Existem vinte e cinco entidades neste setor acima do nível de materialidade, e destas, dezasseis empresas reportaram receitas no ano fiscal de 2015. O relatório EITI de 2015 é considerado único devido à inclusão da liquidação de impostos e compensação a ser reportada. Isto sugere que o MSWG da EITI Timor-Leste compreende a importância de restabelecer a transparência onde o público está bem informado sobre a resolução da disputa fiscal entre o Estado e a Companhia Petrolífera.

Por fim, todas as atividades apresentadas neste relatório mostram o contínuo comprometimento do MSWG e os seus esforços colaborativos para responder aos desafios e objetivos, e recomendações do processo anterior de validação da EITI, tendo em conta ainda as lições aprendidas do Relatório EITI Timor-Leste referente ao ano fiscal de 2014. O MSWG espera que a publicação dos 7º e 8º relatórios TL-EITI cumpra com todos os padrões e normas da EITI.

Atentamente,

Os Membros do MSWG,

Indústria

Governo

Sociedade Civil

Empresa Estatal

Lista de abreviações

AI	Administrador Independente	IUA	Acordo Internacional de Unitização	SERN	Secretário de Estado para os Recursos Naturais
APT	Additional Profit Tax (Imposto Adicional sobre os Rendimentos)	IVA	Value Added Tax (Imposto sobre o valor acrescentado)	SOE	Empresa Pública
ASM	Mineração artesanal de pequena escala	JC	Comissão Conjunta	SPT	Supplemental Petroleum Tax (Imposto Adicional sobre o Petróleo)
BCTL	Banco Central de Timor-Leste (Timor-Leste Central Bank)	JPDA	Joint Petroleum Development Area	TL	Timor-Leste
BOE	Barrel of Oil Equivalent (Equivalente a Barris de petróleo)	LNG	Gás Natural Liquefeito	TLEA	Área Exclusiva de Timor-Leste
BOPD	Barrels of Oil per day (Barris de petróleo por dia)	LPG	Gás de Petróleo Liquefeito	TOR	Termos de Referência
BPT	Branch Profit Tax	MoF	Ministry of Finance (Ministério das Finanças)	TSDA	Autoridade Designada do Mar de Timor
CFET	Consolidated Fund for East Timor	MOU	Memorando de Entendimento	TST	Tratado do Mar de Timor
CMATS	Tratado sobre certas áreas marítimas do mar de Timor	MPMR	Ministério do Petróleo e dos Recursos Minerais	UN	Nações Unidas
CSO	Civil Society Organizations (Organizações da Sociedade Civil)	MSWG	Multi-Stakeholder Working Group	UNTAET	Administração de Transição das Nações Unidas em Timor-Leste
DNRP	Direção Nacional de Receitas Petrolíferas (National Oil Revenues Board)	NDPMR	National Directorate Petroleum and Minerals Revenue	USD	Dólares Americanos
EITI	Iniciativa de Transparência das Indústrias Extrativas	O&G	Oil & Gas	WHT	Withholding Tax (Retenção de imposto sobre receita de bens e serviços)
ESI	Receita sustentável estimada	PF	Fundo Petrolífero	WIT	Wages Income Tax (Imposto retido sobre salários)
ETRS	Serviços de Receita de Timor-Leste	PMC	Petroleum Mining Code	ZOCA	Área de Cooperação
FTP	First Tranche Petroleum (Imposto)	PSA	Acordo de partilha de Produção	TCF	Trilhões de pés cúbicos (unidade de medida)
PIB	Produto Interno Bruto	PSC	Contrato de Partilha de Produção		
IPMC	Interim Petroleum Mining Code	IUA	Acordo Internacional de Unitização		

Índice

1.	Sumário Executivo	8
2.	Iniciativa de Transparência nas Indústrias Extrativas de Timor-Leste	16
	2.1 EITI e Timor-Leste	17
3.	Visão Geral da Indústria Extrativa de Timor Leste em 2015 – <i>Oil & Gas</i>	18
	3.1 Visão Geral da Receita do Estado	19
	3.2 Produto Interno Bruto (PIB) – Timor-Leste	20
	3.1.1 Exportações e Importações – Timor-Leste	21
	3.3 Produção	22
	3.3.1 Campos Petrolíferos	23
	3.3.2 Produção em BOE	24
	3.3.3 Produção em USD	25
	3.4 Receita gerada pelo setor extrativo	26
	3.4.1 Imposto sobre o rendimento e outros impostos	27
	3.5 Emprego na indústria extrativa Oil & Gas em Timor-Leste	29
4.	Enquadramento legal das Indústrias Extrativas em 2015	31
	4.1 Estrutura Regulatória da área exclusiva de Timor-Leste	31
	4.2 Área Conjunta de Desenvolvimento de Petróleo (JPDA) – Estrutura Legal	33
	4.3 Contratos específicos com a Austrália acerca da Exploração de Petróleo e Gás	3

	4.4 ANPM	36
	4.5 Fundo Petrolífero	37
	4.6 Resumo do processo de pagamento	42
	4.7 Empresas Estatais (SOE's)	43
	4.8 Licenças / Divulgação de Contratos	45
5.	Regime Fiscal	47
	5.1 JPDA – Anexo F	48
	5.2 JPDA – Non Anexo F	50
	5.3 TLEA	51
6.	Visão Geral da Indústria Extrativa de Timor-Leste em 2015 – Mineração	52
	6.1 Enquadramento Legal	52
	6.2 Processo de licenciamento	53
	6.3 Exploração Mineira de escala artesanal e de pequena escala	56
7.	Metodologia e abordagem	58
	7.1 Administrador Independente	59
	7.2 Âmbito do trabalho	59
	7.3 Limite de Materialidade para a Recolha de Dados	60
	7.4 Recolha de dados	63
	7.5 Data Quality & Assurance	63
	7.6 Outras Considerações	64

8.	Conciliação de Impostos e outros Pagamentos	65
	8.1 Procedimentos acordados	66
	8.2 Resultados gerais da Conciliação de Pagamentos	65
	8.3 Resultado da Conciliação - Resumo	80
9.	Beneficiários efetivos	81
10.	Despesas Sociais e Económicas	83
11.	Recomendações	89
Anexos		
A.	Receitas geradas de atividades extrativas de O&G reportadas por entidades governamentais	94
B.	Receitas geradas por atividades de suporte de O&G reportadas por entidades governamentais	95
C.	Lista de entidades do setor de extração mineira	96
D.	Extração Mineira: Lista de licenças de 2006 a 2015	97
E.	Contratos de Partilha de Produção Oil & Gas	101
F.	Contratos de Partilha de Produção Oil & Gas (atividade de 2015)	102
G.	Recursos submarinos em Timor-Leste (Oil & Gas)	103



1

Sumário Executivo

A Iniciativa de Transparência das Indústrias Extrativas (EITI), lançada em 2003, promove e apoia a melhoria da estrutura de governação e transparência em países ricos em recursos naturais através da publicação e auditoria dos pagamentos das empresas e receitas governamentais provenientes do petróleo, gás, e extração mineira. Como um comprometimento voluntário de partes interessadas com objetivos comuns, a estrutura global EITI engloba países ricos em recursos naturais, empresas de extração tanto nacionais como internacionais, sociedade civil, investidores, e países contribuidores. Cada país participante deve emitir um relatório de conciliação que cubra as receitas dos anos fiscais mais recentes, preparado por um auditor independente de acordo com os padrões EITI.

Este é o 8º Relatório EITI Timor-Leste, cobrindo o período de 1 de Janeiro a 31 de Dezembro de 2015. De acordo com o padrão EITI Standard, o processo de reporte foi supervisionado por um Multi-stakeholder Working Group (MSWG), e compilado por um Administrador Independente, a EY, de acordo com o Contrato de Prestação de Serviços datado de 30 de Novembro de 2016.

Os pagamentos e receitas, divulgados neste relatório, incluem impostos e outros pagamentos previstos pela legislação de Timor-Leste.

Através da participação na EITI, Timor-Leste procura melhorar a transparência e responsabilidade da maneira em como os recursos naturais do país são governados, promover um debate público e compreensão do setor de extração e ainda melhorar a atratividade de Timor-Leste como um destino para investimento estrangeiro.

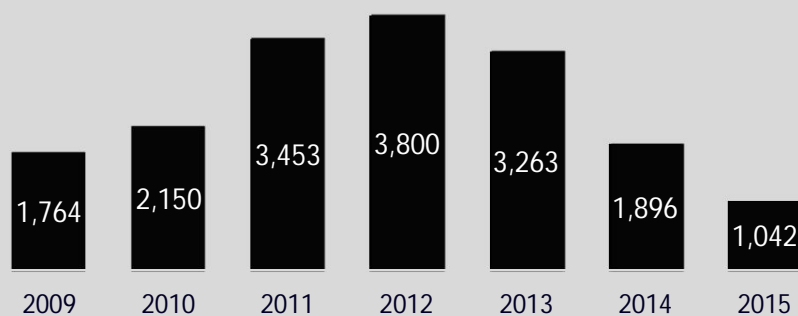
Receitas geradas pelo setor extrativo

Receita gerada pelo setor extrativo

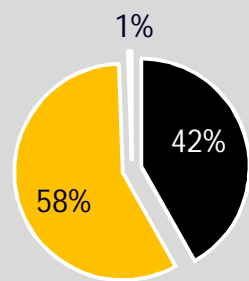
As receitas de Timor-Leste no setor de Oil & Gas (O&G) diminuíram mais de 46% desde 2014. O preço, volume de produção e custos de produção são os três principais fatores que afetam o fluxo de receitas do governo.

O gráfico apresenta valores históricos das receitas do governo de Timor-Leste nos últimos sete anos:

Receitas da indústria O&G entre 2009 e 2015
(Milhões de USD)



A receita gerada pelas atividades petrolíferas em 2015, apresenta a seguinte distribuição:



■ Tax Revenue ■ Non Tax Revenue ■ Non Tax Revenue - Pipeline

Produção

Em 2015, toda a produção foi proveniente das áreas Bayu Undan e Kitan, ambos localizados offshore da área JPDA (Joint Petroleum Development Area).

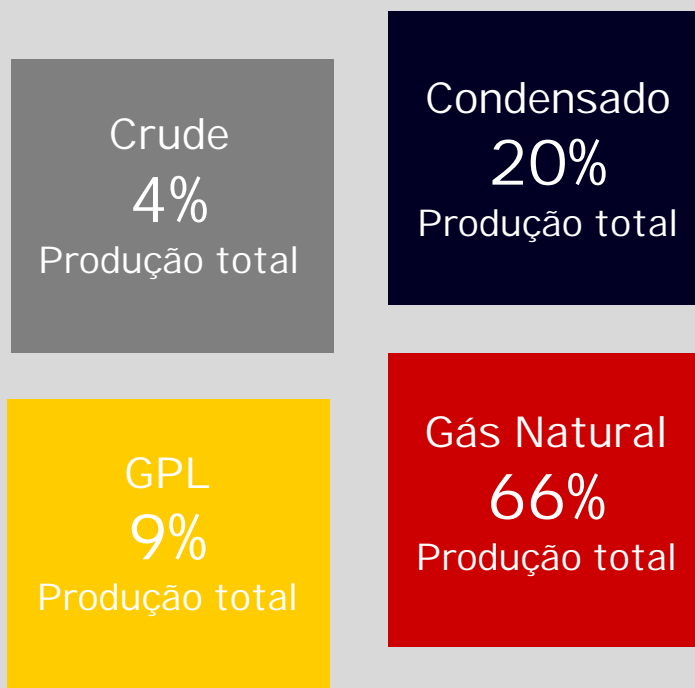
Na zona do Bayu-Undan são produzidos três derivados de petróleo, nomeadamente: Condensado, Gases de Petróleo Liquefeito (GPL) e Gás Natural, representando esta produção 96% (94% in 2014) da produção total (em termos monetários). O gás natural proveniente de Bayu Undan contribui em mais de 66% (60% in 2014) da produção total do país.

A produção de O&G total de Timor-Leste diminuiu mais de 42% em comparação com 2014, devido a razões já mencionadas.

Produção (em milhares de USD) por tipo de produto:

Produto	2015	2014	Δ	%
Crude	91.235	208.949	-117.714	-56%
GPL	195.604	378.587	-267.204	-71%
Gás Natural	1.412.482	2.183.952	-1.379.637	-63%
Condensado	436.824	897.331	-648.589	-72%
Total	2.136.144	3.668.819	-2.413.144	-66%

Percentagem produzida por tipo de produto (em unidades monetárias)

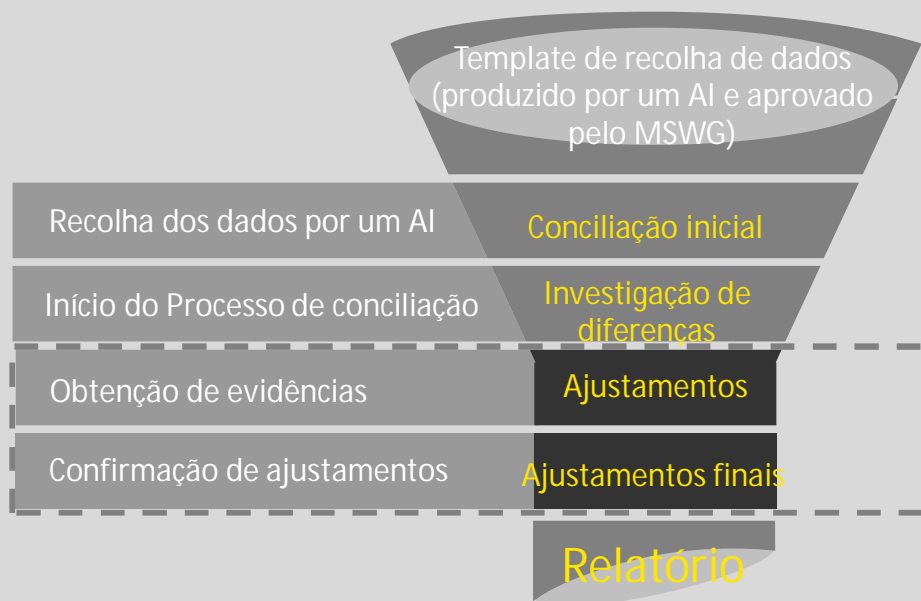
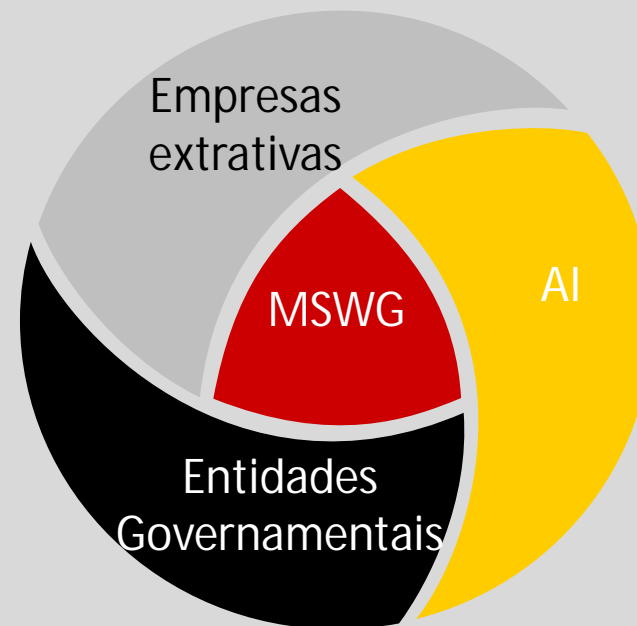


Processo de Conciliação

A EY empenhou-se no desenvolvimento de um Estudo preliminar (estudo de âmbito) - com o objetivo de definir o âmbito de conciliação para elaborar o 7º e 8º Relatório EITI Timor-Leste, e para a conceção de uma versão provisória dos templates de recolha de dados. Este foi o primeiro passo para o processo conciliação.

Procedimento:

- ▶ Obtenção de informação relativa aos impostos sobre o rendimento, outros impostos e outros pagamentos pelas empresas de indústria extrativa, bem como de entidades governamentais em 2015.
- ▶ Selecionar com base na materialidade aprovada pela MSWG (pagamentos e receitas acima dos 100.000 USD).
- ▶ O Ministério do Petróleo e dos Recursos Minerais (MPRM) emitiu instruções de preenchimento do formulário para que as empresas da indústria extrativa e as agências governamentais reportassem de acordo com a norma do EITI. O formulário foi diretamente enviado por e-mail às entidades, com o objetivo de serem também as respostas diretamente enviadas ao administrador independente (AI), a EY.



Após a recolha de dados, a EY iniciou a conciliação dos dados. Entidades das quais não se obteve resposta, foram reportadas ao EITI Timor-Leste tendo-se efetuado esforços extra para obter informação.

Nos casos em que foram detetadas diferenças foi efetuado um contato direto entre o AI e as entidades a reportar, para dar apoio no processo de resposta, conforme necessário.

Nos casos em que as justificações recebidas não foram conclusivas, foi pedida à instituição governamental informação adicional relativamente aos pagamentos.

Se as justificações recebidas pelas empresas e pelo governo tiverem ainda assim sido inconclusivas, as diferenças constam no relatório como inconciliáveis.

Âmbito (Receita e Entidades)

Com base na seleção, concluímos que o relatório de 2015 cobre 99,9% da receita gerada:

OIL & GAS FLUXOS DE RECEITA	
IMPOSTO SOBRE O RENDIMENTO	OUTROS IMPOSTOS
Imposto sobre o rendimento	FTP
Additional Profits Tax	Royalties
IVA	Receita de Oil & Gas Payments
Wages Withholding tax	Taxa de serviços de Contrato
Withholding Tax Payments	Taxa de Desenvolvimento
Additional taxes	Taxa de dados sísmicos
	Other Payments (Pipeline)

Receitas geradas em 2015	Total	Valor em Milhares de USD	
		Abrangido pelo Estudo	% Abrangida
Total do Imposto sobre o Rendimento	404.825	404.799	99,99%
Total Outros Impostos reportados pela ANPM	600.028	599.963	99,99%
Receita Total – Gasodutos e Oleodutos	5.896	5.896	100,00%
Total de receitas – Operadores	1.010.748	1.010.658	99,99%

Com base na informação obtida e na materialidade aprovado pelo MSWG os fluxos de receita e as entidades abrangidas pelo estudo foram as seguintes :

ENTIDADES NO SETOR OIL & GAS ABRANGIDAS	
Empresas de extração e afiliadas a operar em Timor	
CGG Services (Singapore) P/L	Eni Timor - Leste S.p.A.
ConocoPhillips (Timor Sea) Pty Ltd	Inpex Sahul Ltd
ConocoPhillips (03-12) Pty Ltd	Inpex Timor Sea Ltd
ConocoPhillips (03-13) Pty Ltd	Santos JPDA (91-12) Pty Ltd
ConocoPhillips (Emet) Pty Ltd	Talisman Resources (JPDA 06-105) Pty Ltd
ConocoPhillips JPDA Pty Ltd	Tokyo Timor Sea Resource Pty Ltd
ConocoPhillips Timor-Leste Pty Ltd	Woodside Petroleum (Timor Sea 03-19) Pty Ltd
Eni JPDA 03-13 Limited	Woodside Petroleum (Timor Sea 03-20) Pty Ltd
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Woodside Petroleum Ltd
Eni JPDA 11-106 B.V.	TIMOR GAP PSC JPDA 11-106
Entidades Governamentais	
Direção Nacional de Receitas Petrolíferas (DNRP)	
Autoridade Nacional do Petróleo e Minerais (ANPM)	
Banco Central de Timor-Leste (BCTL)	
TIMOR GAP E.P. (SOE)	
Outros (Taxas de Oleodutos e Gasodutos)	
AusAid (1)	

(1) – AusAID é uma empresa estatal Australiana que paga *um fee annual associado aos oleodutos e gasodutos (em acordo com os dois governos)*.

Âmbito (Entidades – Empresas Subcontratadas)

O MSWG decidiu incluir neste processo de conciliação e consequentemente no relatório de 2015 os pagamentos efetuados pelas empresas subcontratadas (utilizando a mesma materialidade utilizada no relatório para selecionar as empresas da indústria extrativa – pagamentos superior a 100.000 USD):

ENTIDADES DO SETOR OIL & GAS ABRANGIDAS	
Empresas Subcontratadas	
Air Energy Group Singapore P/L	FMC Technology Australia Limited
Amec Engineering P/L & Clough Engineering Integ. Solutions Services Pty Ltd	GAP -MHS Aviation TL Lda
Amec Engineering P/L	Halliburton Australia P/L
Bluewater Services International P/L	Interstate Enterprises P/L
Brunel Energy Pty Ltd	Millenium Offshore Services P/L
Caltech Unipessoal Lda	Neptune Asset Integrity Services Pty Ltd
Cameron Services Inter. P/L	Northern Marine Australia P/L
Cape East Philippines INC	Schlumberger Australia P/L
CHC Lloyd Helicopters Australia P/L	Sedco forex International INC
Code Engineering Services P/I	SGS Australia P/L
Eurest Servicos de Suporte (Timor Leste) SA	Subsea 7 Australia Contracting
Farstad Shipping (Indian Pacific) P/L	Svitzer Asia P/L
	Tiderwater Marine Australia P/L

Com base na seleção efetuada, concluímos que o relatório de 2015 cobre 98.36% do total de pagamentos efetuados pelas empresas Subcontratadas em 2015:

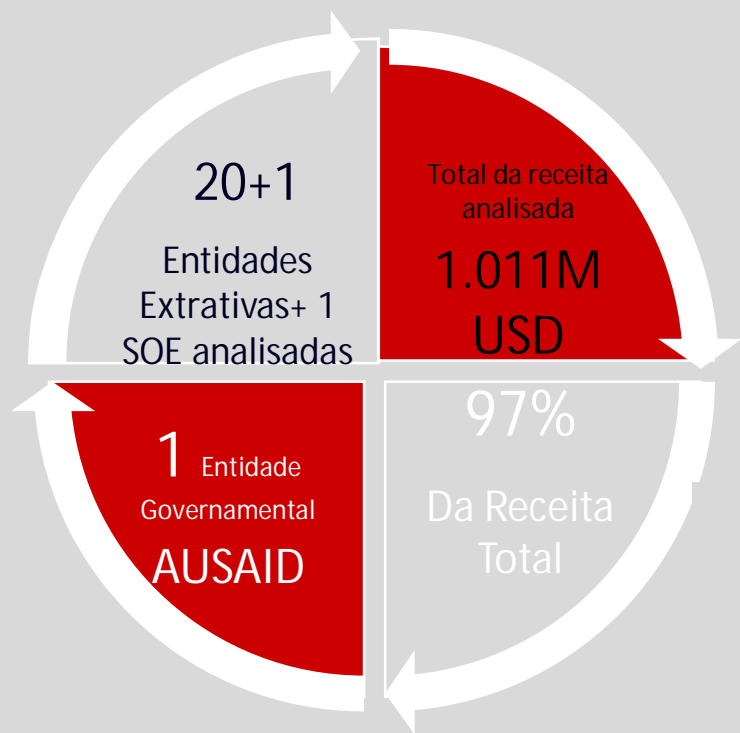
FONTES DE RECEITA GERADAS PELO SETOR OIL & GAS
IMPOSTO SOBRE O RENDIMENTO
Imposto sobre o rendimento
Wages Withholding tax
Withholding Tax Payments
Additional taxes

Com base na seleção efetuada, concluímos que o relatório de 2015 cobre 98.36% do total de pagamentos efetuados pelas empresas Subcontratadas em 2015:

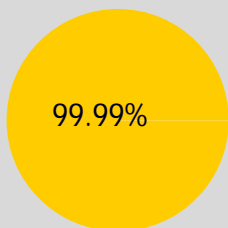
Receita gerada em 2015	Total	Valor em milhare de USD	
		Abrangido pelo Estudo	% Abrangido pelo Estudo
Total da Receita: Subcontratadas	30,829	30,320	98.35%

Resumo dos Resultados da Conciliação

Abaixo, o resumo da conciliação efetuada dos pagamentos reportados:



Fluxos de caixa provenientes dos impostos sobre o Petróleo e outros pagamentos – Conclusão



■ Receita Reconciliada ■ Receita Não-Conciliada



Receitas Petrolíferas analisadas

Receita gerada em 2015	Abrangido pelo Estudo (Milhaes de USD)
Total de Receita de Imposto	404.799
Total de Outras receitas da ANPM	599.963
Total de Receita – Taxas de Oleodutos e Gasodutos	5.896
Total Receita Operadores	1.010.658

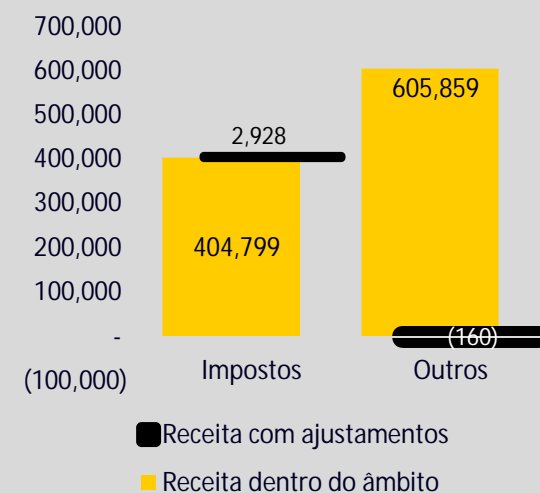


Ajustamentos / Diferenças

Resultados Finais da Conciliação

Com base nos resultados finais, concluímos que as diferenças de conciliação representam cerca de 0,00% da receita total das atividades de extração incluindo ajustamentos.

Ajustamentos por tipo de receita em Milhares de USD



Os ajustamentos, devem-se em grande parte a um erro de reporte das entidades governamentais.

Resumo dos resultados da conciliação – Entidades subcontratadas

Abaixo, o resumo da conciliação efetuados pagamentos reportados:



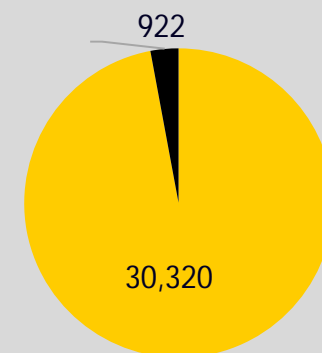
Receitas Petrolíferas analisadas

Receitas geradas em 2015	Abrangido pelo Estudo (Milhares de USD)
Total Receita de Impostos	30,320



Ajustamentos / Diferenças

Ajustamentos por tipo de Receita em Milhares de USD

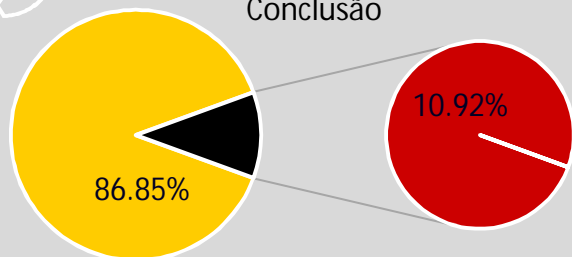


- Receita de Impostos
- Ajustamentos da Receita de Impostos

O ajustamento de impostos, deve-se em grande parte a um erro de reporte das entidades governamentais.



Fluxos de caixa provenientes dos impostos sobre o petróleo – Conclusão



- Receita reconciliada
- Receita não reconciliada

Resultados finais da Conciliação

Com base nos resultados finais, concluímos que as diferenças de conciliação devem-se essencialmente às entidades que não submeteram o template de reporte (3.5 Milhões de USD de montante total não conciliado). Estes valores representam cerca de 10,92% do valor total recebido das empresas subcontratadas e 0,33% do valor total das receitas.

2

Estrutura EITI

A Iniciativa de Transparência nas Indústrias Extrativas (EITI) - é uma iniciativa que encoraja os países a divulgarem de forma transparente as receitas geradas pelo setor de extração dos recursos naturais.

Timor-Leste aderiu ao EITI com o objetivo de clarificar e unificar o processo de reporte dos rendimentos e pagamentos efetuados pelas empresas do setor ao governo, tanto das receitas provenientes de impostos, como dos montantes referentes a outras receitas derivados da produção e da venda desses recursos. Desta forma, é efetuada por parceiros externos, uma conciliação destes valores com o objetivo destes serem publicados num relatório anual do EITI. É expetável que tanto os cidadãos como organizações da sociedade civil, contribuam no processo de monitorização do EITI.

O TL- EITI Secretariat Office foi criado em Julho de 2008, num conjunto do Ministério do Petróleo e dos Recursos Minerais e do MSWG (Multi-Stakeholder Working Group). O MSWG inclui representantes do governo, representantes de associações da indústria extrativa, assim como organizações da sociedade civil (CSOs).

Iniciativa de Transparência nas Indústrias Extrativas de Timor-Leste

2.1 EITI e Timor-Leste

Em 2010, Timor-Leste tornou-se no primeiro país do Sudeste Asiático a integrar e a cumprir os standards do EITI.

Contudo, o país ainda não aprovou/publicou uma legislação relativa ao EITI. Embora já preparada uma proposta, as reformas em curso carecem ainda de consultoria abrangente e revisão minuciosa.

O modelo utilizado pelo EITI requer a existência de um administrador independente que proceda à conciliação dos dados financeiros entre os pagamentos efetuados pelas empresas do setor e as receitas recebidas pelo governo. Desta forma, a EY foi eleita para definir o âmbito do relatório e preparar a conciliação do 7º e 8º relatório do EITI para os anos, respetivamente, 2014 e 2015.

O 7º Relatório EITI foi publicado a 30 de Junho de 2017.

Os últimos 7 Relatórios da EITI cobrem os períodos de 1 de Janeiro de 2008 a 31 de Dezembro de 2014:

Ano	Data de Publicação	Receitas de O&G	Auditor Independente
		(Milhões de USD)	
2008	Outubro 2009	2,510	Deloitte
2009	Fevereiro 2011	1,764	
2010	Novembro 2012	2,150	Moore Stephens LLP
2011	Dezembro 2012	3,453	
2012	Fevereiro 2015	3,800	
2013	Dezembro 2015	3,263	EY
2014	Junho 2017	1,896	

3

Resumo

As receitas do setor O&G continuam a representar uma parte fundamental e muito relevante para Timor-Leste. Os rendimentos provenientes do Fundo Petrolífero e o retorno dos investimentos têm um grande contributo no orçamento nacional destinado à construção de infraestruturas.

Ainda que impulsionado pelo desenvolvimento económico que tem experienciado, Timor-Leste continua a estar significativamente dependente da indústria do petróleo. Nos últimos sete anos, o país teve um período de forte crescimento económico, baseado maioritariamente na despesa pública e na atividade do setor privado do O&G.

Visão Geral da Indústria Extrativa de Timor-Leste em 2015 – Oil & Gas

3.1 Visão Geral da Receita do Estado

As receitas do Governo diminuíram especificamente devido à diminuição das receitas provenientes do petróleo. Esta diminuição é justificada pela combinação de uma série de fatores: preços de mercado do petróleo mais baixos, diminuição da produção em Bayu-Undan e em Kitan, que tinha atingido o seu ponto máximo de produção, tendo agora um retorno do investimento negativo em 21 Milhões USD, comparado com um retorno positivo de 502 milhões em 2014.

Por outro lado, as receitas domésticas aumentaram ligeiramente em 2015, devido a uma subida das taxas e outros encargos. É expectável que as receitas domésticas continuem a aumentar, em linha com a previsão de melhoria da atividade económica e melhoria da eficiência na recolha e gestão da receita.

Receitas Domésticas

As receitas domésticas em Timor-Leste são compostas essencialmente por receitas fiscais (120 Milhões USD) e por taxas e outros encargos (44 Milhões USD).

Para as receitas referentes ao setor de Oil & Gas (O&G) consultar a secção 3.4 Receita Gerada pelo setor extrativo e anexo A (Receita por entidade e fluxo de receita).

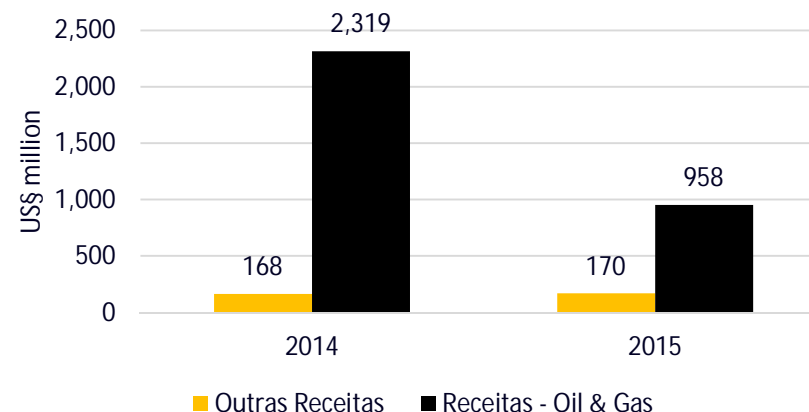
► Fontes:

<http://www.laohamutuk.org/econ/OGE17/FinalBks/FinalOJE17Bk1Feb17en.pdf>

https://www.mof.gov.tl/wp-content/uploads/2016/03/BB1_2016_English_15.2_Final_Final.pdf

https://www.mof.gov.tl/wp-content/uploads/2016/08/Relat%C3%B3rio_Anual_do_Fundo_Petrol%C3%ADfero_2015.pdf

Evolução das Receitas Públicas



Economia de Timor-Leste ainda muito dependente da indústria petrolífera.

As receitas provenientes da atividade petrolífera financiam grande parte do orçamento público. A indústria do Oil & Gas representa 85% das receitas do Estado em Timor-Leste (93% em 2014).

A diminuição foi essencialmente devida à redução das receitas petrolíferas, uma vez que não existe outro aumento significativo de receitas por via de qualquer outra fonte. O Produto Interno Bruto de Timor-Leste (PIB) era de 3.1 mil milhões de USD em 2015, dos quais 48% era proveniente do setor de Oil & Gas.

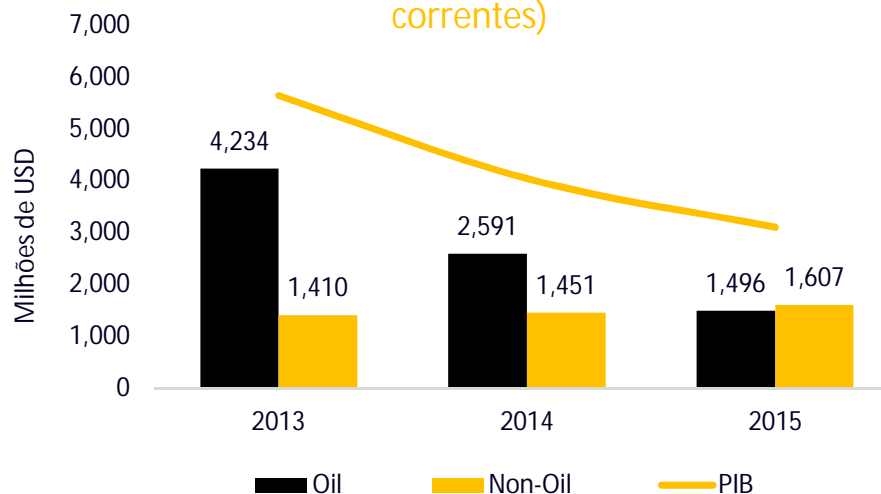
3.2 Produto Interno Bruto (PIB) – Timor-Leste

No final de 2015, o setor petrolífero era responsável por 1.496 Milhões USD, o que representa 48% do valor total do PIB de acordo com as contas nacionais preparadas pelo Ministério das Finanças de Timor-Leste. Comparado com o ano de 2014, a produção petrolífera diminuiu para 42.3%, seguindo a queda dos preços do petróleo de cerca de 54.7%.

O setor não-petrolífero cresceu cerca de 4.0% em 2015 comparado com os 4.3% em 2014. Esta recuperação é o resultado do aumento dos setores do consumo e do investimento privado (3.9% em termos constantes).

O aumento do consumo e do investimento, foi impulsionado pelo setor privado (+3.9%), enquanto que o setor público (incluindo a Oecusse Special Economic Zone) aumentou em 3.2%, as despesas dos parceiros de desenvolvimento diminuíram (-16.6%).

Evolução do PIB: 2013-2015 (a preços correntes)



Evolução do PIB a preços correntes

Ano	PIB (Oil & Gas) (Milhões USD)	PIB Total (Milhões USD)	% Petróleo no total do PIB
2010	3,104	3,999	78%
2011	4,624	5,677	81%
2012	5,477	6,666	82%
2013	4,234	5,644	75%
2014	2,591	4,042	64%
2015	1,496	3,102	48%

Evolução do PIB a preços constantes

Ano	PIB (Oil & Gas) (Milhões USD)	PIB Total (Milhões USD)	% Petróleo no total do PIB
2010	2,050	3,323	62%
2011	2,345	3,719	63%
2012	2,454	3,897	63%
2013	1,989	3,470	57%
2014	1,022	2,566	40%
2015	1,496	3,102	48%

► Fonte: http://www.statistics.gov.tl/wp-content/uploads/2017/04/TLNA-2010-2015_PUBLISH_FINAL.pdf

3.2 Produto Interno Bruto (PIB) – Timor-Leste (continuação)

3.2.1 Exportações e Importações de Timor-Leste

Timor-Leste é o 170º maior país exportador do mundo.

► Fonte: <http://atlas.media.mit.edu/en/profile/country/tls/>

De acordo com a TL's National Accounts Report de 2015, o setor petrolífero representa 97% do total das exportações do país e 46% do total de importações. Comparado com anos anteriores, o setor exportador petrolífero tem vindo a diminuir desde 2012 o que é explicado pela diminuição dos preços do petróleo.

Em 2014, as importações de petróleo alcançaram o valor mais significativo dos últimos 5 anos, e em 2015 as importações petrolíferas diminuíram 62%, o que está relacionado com a diminuição do preço do petróleo.

Exportações

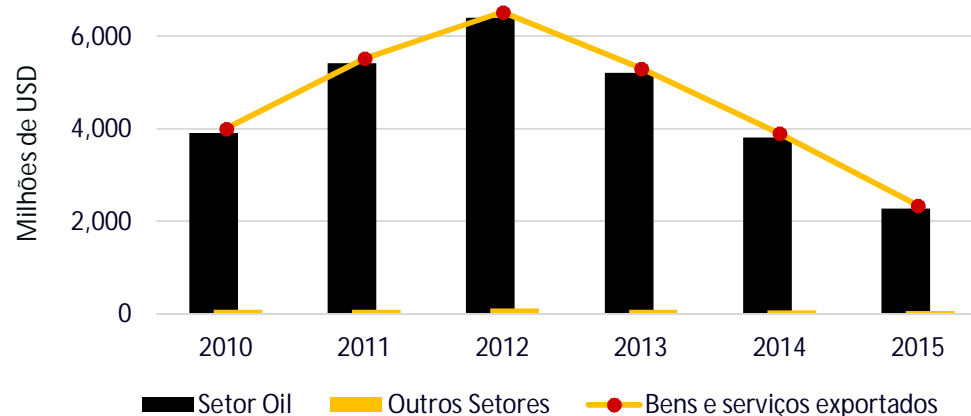
As exportações de bens e serviços diminuíram 40%, (de 3.920 Milhões USD em 2014 para 2.346 Milhões USD em 2015) devido essencialmente à diminuição do preço do petróleo e da produção.

Importações

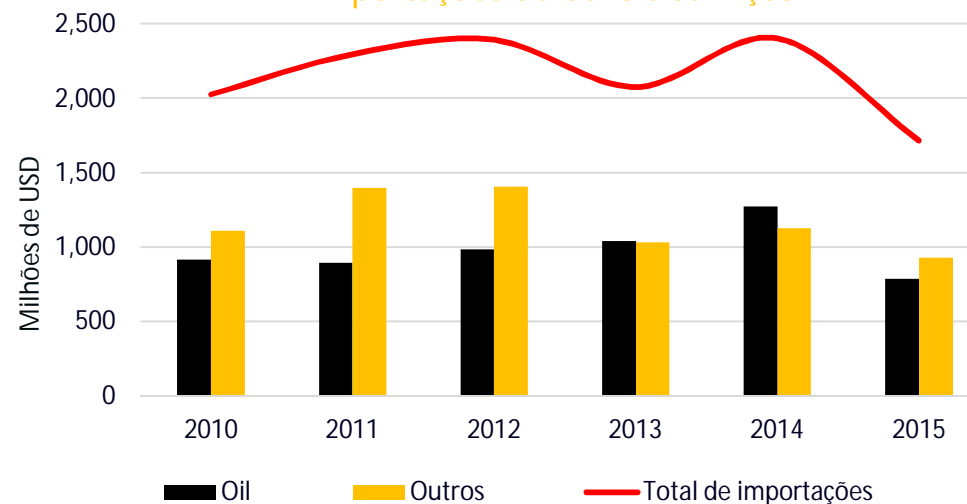
Em 2015, as importações de bens e serviços diminuíram 29%, de 2.403 Milhões USD para 1.717 Milhões USD. Os bens não relacionados com petróleo (932 Milhões USD) representavam 54% das importações totais. As importações de bens não relacionados com petróleo, que inclui essencialmente produtos minerais (não relacionados com petróleo), produtos alimentares, animais, culturas e vegetais, veículos e construções, diminuíram, o que está associado à queda do investimento público e das contribuições dos parceiros de desenvolvimento.

► Fonte: http://www.statistics.gov.tl/wp-content/uploads/2017/04/TLNA-2010-2015_PUBLISH_FINAL.pdf

Exportações de bens e serviços



Importações de bens e serviços



3.3 Produção

3.3.1 Áreas de Exploração

Em 2015, todo o petróleo e gás de Timor-Leste foi produzido na zona de Bayu Undan e Kitan, ambas localizadas na região fronteiriça da JPDA (Joint Petroleum Development Area). O rendimento do governo é recebido em dinheiro, do qual 10% são entregues à Austrália, de acordo com o Tratado Marítimo de Timor (Timor Sea Treaty).

Em 2015, existem dez PSCs ativos (dos quais 2 em TLEA e 8 na JPDA). Deste modo, existe mais um contrato que em 2014 (PSC TL-S0-15-01) ver secção 6.2 Licenças.

Bayu-Undan

A área de exploração Bayu-Undan localiza-se no mar de Timor, 250 km a sul de Timor-Leste, e a 500 km da costa de Darwin, na Austrália. A área está demarcada pelas áreas PSC03-12 e PSC03-13 da JPDA.

Bayu-Undan é a área com maior receita acumulada, e a única que continua a produzir depois de 2016.

O campo está localizado numa estrutura de 160 km² em 80 metros de água. A descoberta de recursos nesta área ocorreu em 1995, com a descoberta de uma coluna com 155 m de gás condensado, à profundidade de 897 metros. Em Julho de 1995, Undan foi descoberto a 10 km noroeste de Bayu, onde foi detetada uma coluna de hidrocarbonetos de 139 m, capaz de produzir 1.6 milhões de metros quadrados de gás/dia e 3,900 bbl de condensado/dia. O total de reservas recuperáveis situa-se entre 350 e 400 milhões de barris de hidrocarbonetos líquidos e 3,4 triliões de pés cúbicos de gás.

Em 2015, na terceira fase de desenvolvimento, foi adicionado um poço de produção adicional para manter a produção de líquidos e gás. A etapa final da fase três de desenvolvimento está planeada para 2019 com a adição de 3 novos poços de produção.

Fonte: <http://www.offshore-technology.com/projects/bayu-undan/>

Este campo é operado pela ConocoPhillips (03-12) Pty Ltd, de acordo com a contratação da PSC 03-12 e da PSC03-12 na JPDA, conforme definido no Tratado Marítimo de Timor.

(As presentes referências são revogadas pelo ZOCA/Timor Gap arrangements). Ver anexo D para mais detalhes sobre a estrutura da JV.

Fonte: <http://www.anpm.tl/2015-annual-report/>

Kitan

O campo de Kitan, localiza-se no limite 06-105 da JPDA, a 170 km da costa de Timor-Leste e a 500 km da costa Australiana.

Este campo é explorado pelo operador Eni, com um total de 40% de interesse. Os parceiros desta *joint venture*, Inpex e Repsol (anteriormente Talisman Resources), detêm um total de 35% e 25% respetivamente.

A JPDA é gerida em conjunto por Timor-Leste e pela Austrália, e é regulada pela Autoridade Nacional do Petróleo e Minerais (ANPM).

O campo de Kitan foi descoberto em 2008, quando o equipamento semi-submersível Songa Venus criou o poço de exploração Kitan-1 a uma profundidade de 3.568 m. O resultado do teste inicial concluiu que a taxa de fluxo do poço era de 6,100 bpd.

A produção média petrolífera nesta área em 2015 é de 4.980 bpd.

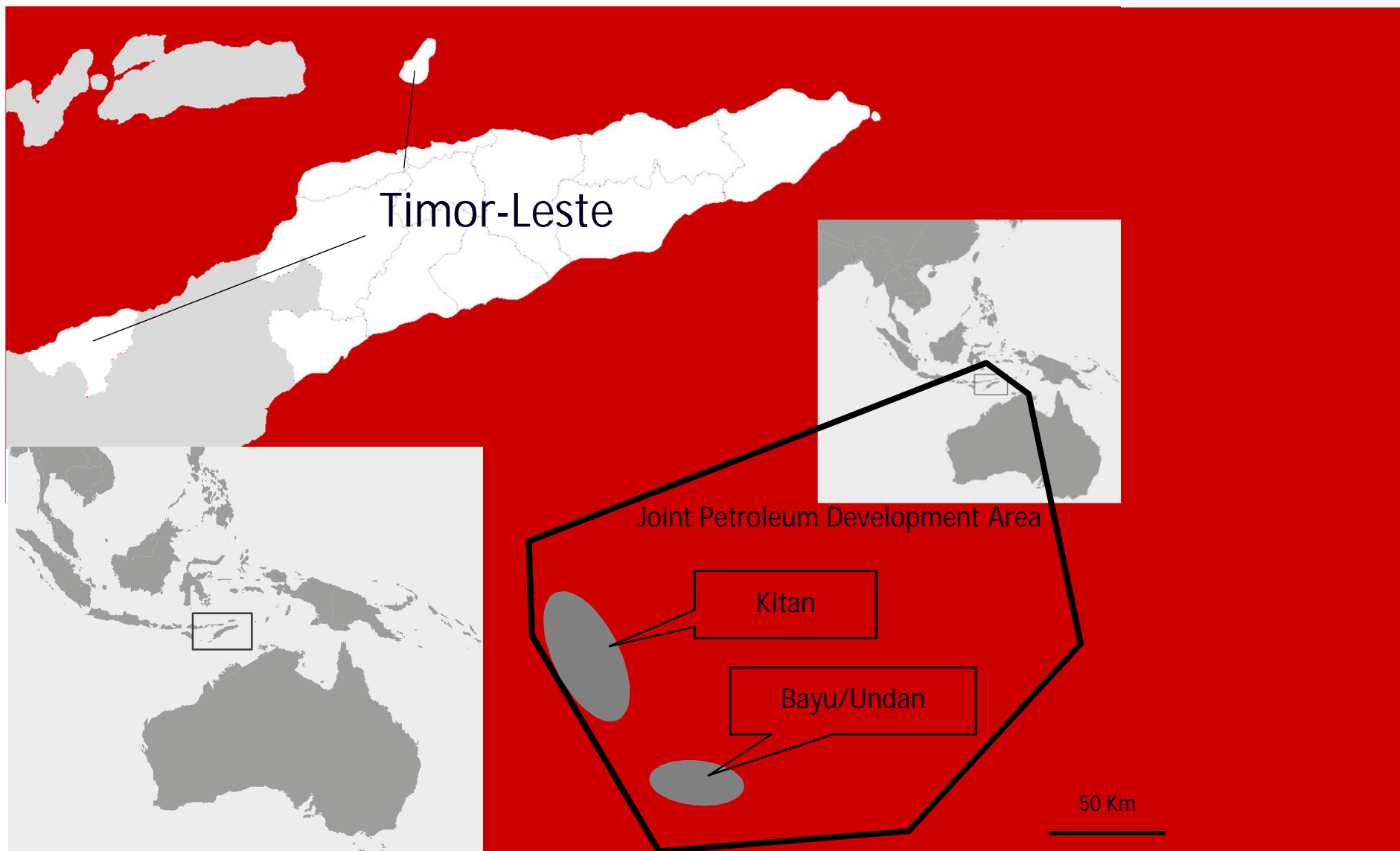
O campo de Kitan foi encerrado a 14 de Dezembro de 2015, tendo sido abandonado pela Glas Dowr FPSO em Janeiro de 2016. A produção de petróleo diminuiu devido ao decaimento natural de pressão nas reservas e à quantidade de água que já era extraída em comparação com o total (watercut).

Fonte: <http://www.offshore-technology.com/projects/Kitan/>

A Eni é a operadora da área Kitan, de acordo com o contrato PSC JPDA 06-105.

Fonte: <http://www.anpm.tl/2015-annual-report/>

3.3 Produção

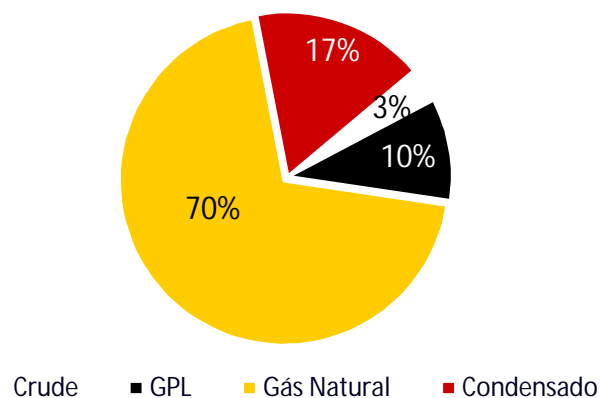


3.3 Produção (continuação)

3.3.2 Produção em BOE

O Bayu-Undan produz três tipos de produtos, nomeadamente Condensado, Gases de Petróleo Liquefeitos (LPG) e Gás Natural. Com a produção continuamente decrescente desde o pico verificado em 2012, o Gás Natural (de Bayu Undan) contribui com 68% (65% em 2014) da produção total (em BOE) do país:

Produção em 2015 por Commodity



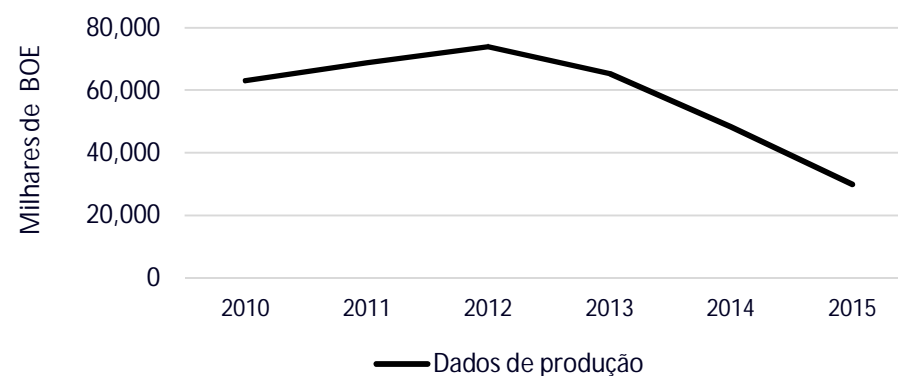
Fonte: Website ANPM bem como o procedimento de conciliação

Commodity (Milhares de BOE)	Produção	Exportações
Crude	1.740	1.662
LPG	5.154	5.154
Gás Natural	35.641	35.641
Condensado	8.658	8.658
Total	51.193	51.115

A produção de petróleo em Timor-Leste vem diminuindo desde 2012. Esta diminuição deveu-se essencialmente ao esgotamento natural do área Bavu Undan. Para além disso, o projeto Kitan continuou a ser afetado pelo baixo preço do petróleo e pelos altos custos operacionais.

Informação relativa à produção total está disponível no website da ANPM (Base de Dados Lafaek - <http://www.anp-tl.org/webs/anptlweb.nsf/pgLafaekReport>), que contém o detalhe da produção e dos contratos existentes para as áreas Bayu-Undan e Kitan. Esta informação encontra-se disponível publicamente.

Dados de Produção

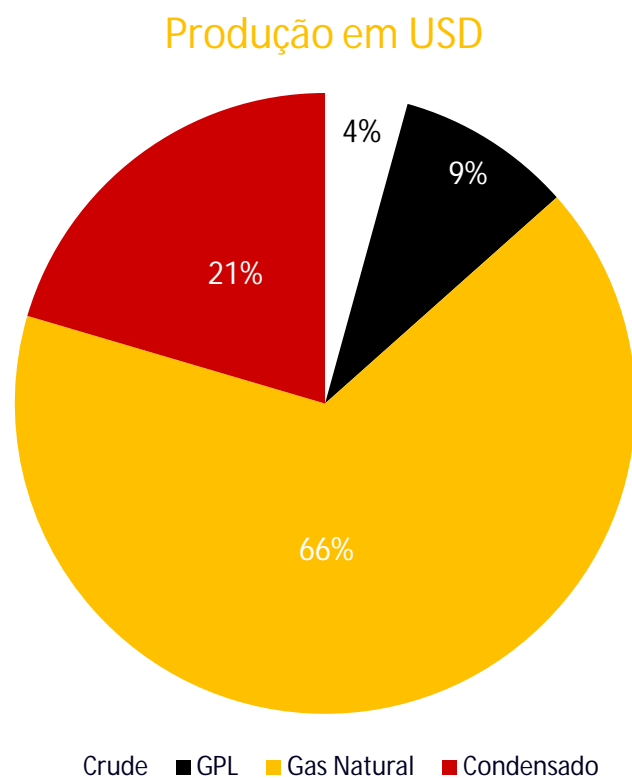


Commodity (Milhares de BOE)	2015	2014	Δ	%
Crude	1.740	2.223	-483	-22%
LPG	5.154	5.537	-383	-7%
Natural Gas	35.641	31.273	4.368	14%
Condensate	8.658	9.311	-653	-7%
Total	51.193	48.344	2.849	6%

3.3 Produção (continuação)

3.3.3 Produção em USD

O Gás Natural é o tipo de produto mais significativo quando comparado (em milhões de dólares) com os restantes:



► Fonte: Website ANPM bem como o procedimento de conciliação

A produção e exportações, em milhares de USD, em 2015 foi a seguinte:

Commodity (Milhares de USD)	Produção	Exportações
Crude	91.235	87.163
GPL	195.604	195.604
Gás Natural	1.412.482	1.412.482
Condensado	436.824	436.824
Total	2.136.144	2.132.073

A produção em milhares de USD em 2015 e 2014 foi a seguinte:

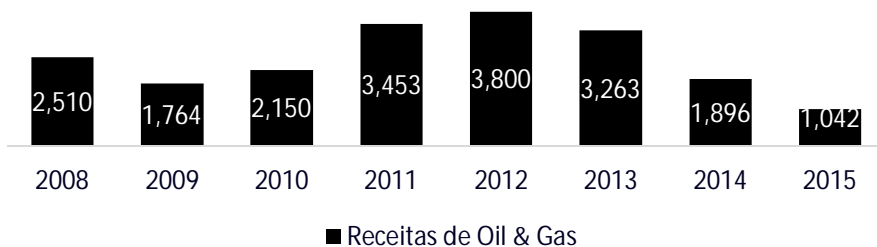
Commodity (Milhares de USD)	2015	2014	Δ	%
Crude	91.235	208.949	-117.714	-56%
GPL	195.604	378.587	-182.983	-48%
Gás Natural	1.412.482	2.183.952	-771.470	-35%
Condensado	436.824	897.331	-460.507	-51%
Total	2.136.144	3.668.819	-1.532.675	-42%

3.4 Receita gerada pelo setor extrativo

Como consequência da diminuição dos preços do petróleo e da decrescente produção, a receita gerada pelo setor do Oil & Gas em Timor-Leste em 2015, incluindo o valor recebido das empresas subcontratadas, foi de 1.042 Milhões de USD. Este valor representa uma diminuição de 854 Milhões de USD, ou 45%, comparando com 2014.

Esta variação afetou os pagamentos recebidos pela DNRP (-291 Milhões de USD), juntamente com um reembolso de impostos pelo Fundo Petrolífero no valor de 25 Milhões de USD. Houve ainda uma redução no FTP e no *Receita de Oil* no valor de 537 Milhões de USD. A estrutura de receitas do setor Extrativo é semelhante à de 2014, com um ligeiro aumento (2,57%) da importância da DNRP nas receitas totais contabilizadas e uma diminuição de 2,37% dos valores recebidos pela ANPM não referentes a impostos.

Receitas de Oil & Gas entre 2008 e 2015
(Milhões de USD)



Receita	Valores em Milhões de USD					
	2015	%	2014	%	Variação	%Variação
DNRP	436	41,83%	752	39,66%	-316	-42,07%
ANPM	600	57,61%	1.137	59,97%	-537	-47,23%
BCTL	6	0,57%	7	0,37%	- 1,10	-15,77%
Total	1.042	100,00%	1.896	100,00%	-854	-45,06%

Receitas do Setor Extrativo (Milhões de USD)	2015	2014	Δ	% Δ
Direção Nacional de Receitas Petrolíferas (DNRP)	405*	728	- 323	-44%
Autoridade Nacional do Petróleo e Minerais (ANPM)	600	1.137	- 537	-47%
Banco Central de Timor-Leste (BCTL)	6	7	- 1	-16%
Receita gerada pelas atividades de extração de O&G	1.011	1.872	- 861	-46%
Receita gerada pelas atividades de extração de O&G (Subcontratadas)	31	24	7	28%
Receita gerada pelo setor de O&G	1.042	1.896	- 854	-45%
Receita gerada pelo Setor de Exploração Mineira	0,24	0,19	0,05	25%
Receita gerada pelo Setor Extrativo	1.042	1.896	- 854	-45%
Receita pertencente à Austrália	- 60	- 113	53	-47%
Receita pertencente a Timor-Leste	982	1.783	- 801	-45%

* Valor líquido dos reembolsos de impostos. Ver secção 4.5

3.4 Receita gerada pelo setor extrativo (continuação)

3.4.1 Receita Fiscal e Receita não-fiscal

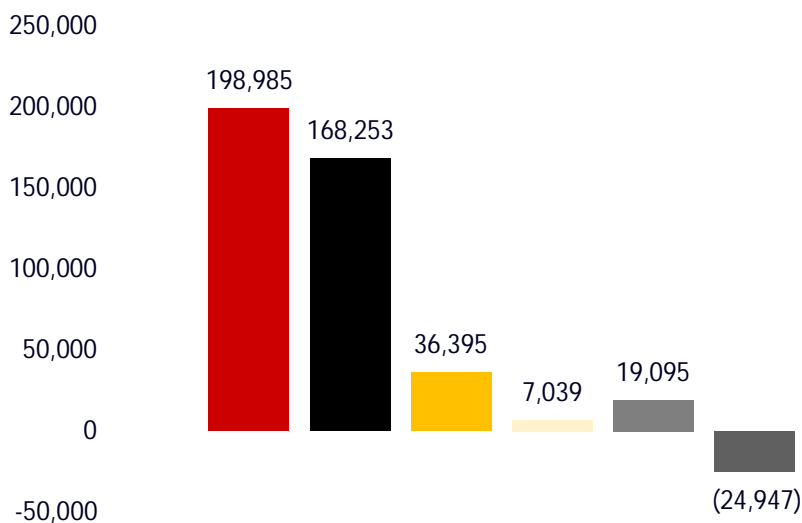
Os gráficos abaixo apresentam as receitas fiscais e não-fiscais.

O imposto sobre o rendimento foi, em 2015, a receita proveniente de impostos mais significativa, seguido pela lei de lucros adicionais.

A receita não-fiscal, como o lucro proveniente do setor do O&G, tem sido o principal contribuinte da receita para o Fundo Petrolífero. Os royalties e taxas cobradas ao aluguer de superfícies são outra fonte de receita igualmente relevante para o Fundo, tal como se verifica no gráfico abaixo apresentado.

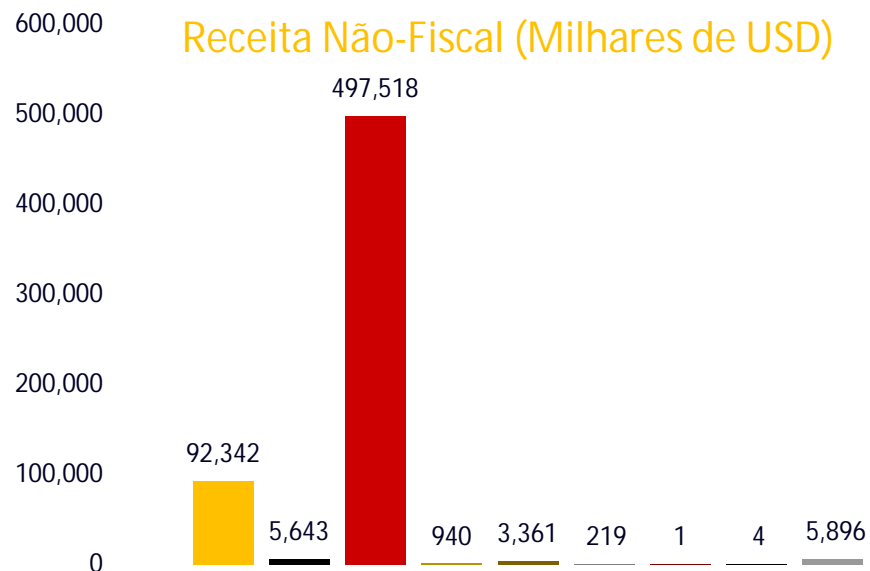
Os detalhes sobre as receitas fiscais e não-fiscais recebidas pelo Governo por tipo de receita e por entidades extrativas são apresentados no apêndice A.

Receita Fiscal (Milhares de USD)



- Imposto sobre o rendimento
- Imposto adicional sobre o rendimento
- IVA - JPDA
- Imposto retido sobre salários
- Retenção de imposto sobre receita de bens e serviços
- Reembolso de tributação

Receita Não-Fiscal (Milhares de USD)



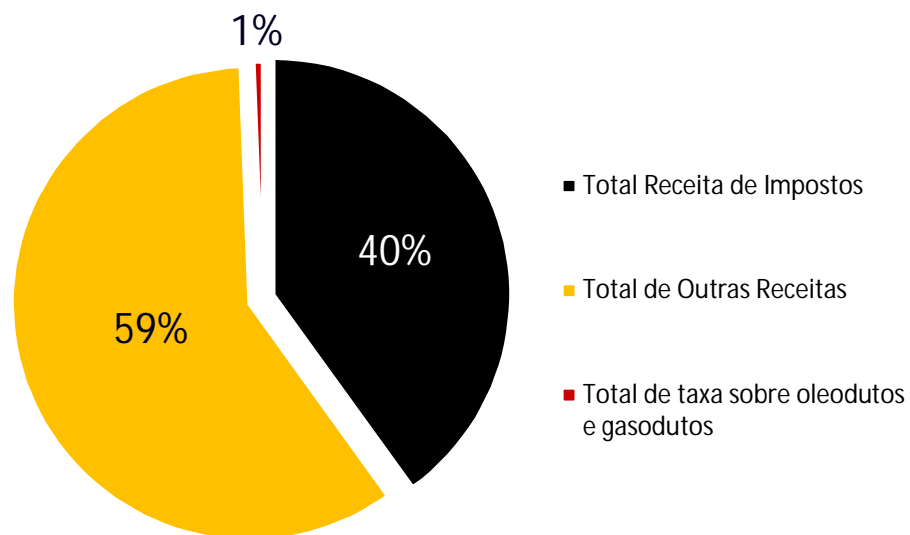
- FTP
- Profit Oil
- Taxa de Desenvolvimento
- Juros Recebidos
- Royalties
- Taxa de serviços de Contrato
- Taxa de dados sísmicos
- Taxa de Oleodutos e Gasodutos

3.4 Receita gerada pelo setor extrativo (continuação)

As receitas no setor de O&G recebidas por Timor-Leste, têm vindo a diminuir gradualmente desde 2012. Em 2015 registou-se um dos valores mais baixos de receita, desde 2009.

Abaixo, encontra-se representada a estrutura de receita do setor extrativo de petróleo:

Receitas do Setor Extrativo de Petróleo (% por tipo de receita)



Setor Mineiro

No que diz respeito ao setor mineral, realça-se que a receita em 2015, foi inferior a 250.000 USD (respeitante na sua maioria a taxas de licenciamento).

3.5 Emprego na Indústria Oil & Gas em Timor-Leste

Não existem dados, nem em termos absolutos, nem em percentagem do emprego total, disponibilizados pelo governo, em relação ao emprego nas indústrias extrativas

Contudo, no decorrer do processo de recolha de dados, solicitámos às empresas extrativas em análise, o reporte do número de funcionários existentes em 2014. As respostas encontram-se sumarizadas no quadro seguinte:

Empresas Extrativas e afiliadas a operar em Timor-Leste na indústria do Oil & Gas

Nome da Empresa	Total		Criação de Postos de Trabalho /2015	
	Nacionais	Expatriados	Nacionais	Expatriados
ConocoPhillips (Timor Sea) Pty Ltd				
ConocoPhillips (03-12) Pty Ltd		149		-11
ConocoPhillips (03-13) Pty Ltd				
ConocoPhillips (Emet) Pty Ltd				
ConocoPhillips JPDA Pty Ltd				
ConocoPhillips Timor-Leste Pty Ltd	33	1	1	
Eni JPDA 03-13 Limited				
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	9	4	-2	
Eni JPDA 11-106 B.V.				
Eni Timor - Leste S.p.A.				
Inpex Sahul Ltd				
Inpex Timor Sea Ltd				
Santos JPDA (91-12) Pty Ltd				
Tokyo Timor Sea Resource Pty Ltd (TTSR)		1		
Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd	1			
Woodside Petroleum (Timor Sea 20) Pty Ltd				
Talisman Resources (JPDA 06-105) Pty Ltd				
TIMOR GAP PSC JPDA 11-106				
TIMOR GAP E.P. (SOE)	110	7	5	
TOTAL	153	162	4	-11

Subcontratadas

Nome da Empresa	Total		Criação de Postos de Trabalho /2015	
	Nacionais	Expatriados	Nacionais	Expatriados
Amec Engineering P/L & Clough Engineering Integ. Solutions Services Pty Ltd	-	-	-	-
Bluewater Services International P/L	-	-	-	-
Brunel Energy Pty Ltd	-	2	-	-
Caltech Unipessoal Lda	31	28*	59	-
Cape East Philippines INC	3	235	3	281
CHC Lloyd Helicopters Australia P/L	16	36	-	18
Fircroft Australia Pty Ltd	-	79	-	40
GAP -MHS Aviation TL Lda	51	72	-	-
Halliburton Australia P/L	-	35	-	-
Interstate Enterprises P/L	-	15	-	-
Millenium Offshore Services P/L	14	20	1	-
Neptune Asset Integrity Services Pty Ltd	-	51	-	-
Schlumberger Australia P/L	-	-	-	22
Sedco forex International INC	231	31	231	31
Subsea 7 Australia Contracting	-	133	-	-
Tiderwater Marine Australia P/L	-	112	-	-
TOTAL	346	849	294	232

Note que esta informação é resultado de uma recolha de informação unilateral devido à falta de informação disponibilizada pelo Governo nesta matéria, para corroborar os dados reportados.

Como recomendação futura, sugerimos que o governo inicie a recolha desta informação de modo a que esta seja publicada nos websites do governo / websites de estatísticas nacionais. Deste modo será possível proceder à análise da evolução do setor extrativo e correlacioná-lo com o setor não-extrativo.

(*) O número apresentado reflete o valor do ano de 2015, mas este não foi estável ao longo do período.

Resumo

Timor-Leste recuperou oficialmente a sua soberania a 20 de maio de 2002. Após um referendo realizado em 1999, a gestão de Timor-Leste foi delegada à Administração de Transição das Nações Unidas em Timor-Leste (UNTAET), pertencente à Organização das Nações Unidas (ONU). Durante o período de transição, a UNTAET representou o governo de Timor-Leste na renegociação da partilha de recursos petrolíferos da Área Conjunta de Desenvolvimento Petrolífero (JPDA).

Timor-Leste e a Austrália (JPDA) sob o Tratado Marítimo de Timor (TST); (2) *Greater Sunrise Unit Area* (não têm um limite de fronteira marítima final no mar de Timor. Desta forma, os dois governos implementaram um conjunto complexo de acordos provisórios para a partilha de petróleo extraído das duas zonas de desenvolvimento sobrepostas, no Mar de Timor: (1) a Área Conjunta de Desenvolvimento do Petróleo regida pelo Acordo Internacional de Unitização (IUA); e o tratado sobre certas áreas marítimas do mar de Timor (CMATS).

Em 2003, Timor-Leste e a Austrália estabeleceram o Tratado Marítimo de Timor (TST) fornecendo este as instruções para toda a exploração e desenvolvimento de petróleo na JPDA. O TST (artigo 4) prevê que a receita proveniente da tributação da produção de petróleo na JPDA, deve ser dividida entre Timor-Leste e Austrália numa quota de 90/10.

A TST criou a Comissão Conjunta (JC) para estabelecer as políticas e regulamentos para as atividades petrolíferas na JPDA, juntamente com a criação da Autoridade Designada do Mar de Timor (TSDA).

O setor de Petróleo e Gás de Timor-Leste compreende duas jurisdições diferentes com importante estrutura legal: a Área Exclusiva de Timor-Leste (TLEA) e a JPDA. Ambas as áreas são regidas pelos contratos de partilha de produção (PSCs) assinados entre as empresas e o governo.

4

Enquadramento legal das Indústrias Extrativas em 2015

4.1 Estrutura Regulatória da área exclusiva de Timor-Leste (TLEA)

O TLEA compreende e abrange o Território de Timor-Leste, tal como definido pela Lei do Petróleo (Lei n.º 13/2005) da República Democrática de Timor-Leste. Esta Lei aplica-se a operações petrolíferas no mar de Timor, incluindo a sua zona económica exclusiva e plataforma continental onde, por direito internacional, Timor-Leste tem direitos soberanos na exploração de recursos. Atividades *onshore* não são cobertas pelo TLEA.

O quadro legal que rege as operações petrolíferas é mandatado pela Autoridade Nacional do Petróleo e Minerais (ANPM), onde os contratos existentes listam-se em seguida:

Legislação

- ▶ Petroleum Activities Law (Law No.13/2005)
- ▶ National Petroleum Authority (ANP) (Decree Law No.20/2008)
- ▶ Public Tendering in Respect of Petroleum Contracts Award (Decree Law No.7/2005)

Contratos de partilha de produção (PSC):

- ▶ TLEA PSC S-06-04 (Contract Area E)
- ▶ TLEA PSC TL-S0-15-01
- ▶ (informação adicional sobre PSC's no anexo B)
- ▶ Fonte: <http://www.anpm.tl/tlea/>

Lei sobre as Atividades Petrolíferas (Lei N°13/2005)

De acordo com a lei internacional, Timor-Leste tem direitos soberanos sobre a exploração e gestão dos recursos naturais, gerindo os mesmos, e nos quais se incluem os recursos petrolíferos. Timor-Leste tem o direito sobre todos os recursos petrolíferos existentes no seu território ambos *onshore* e *offshore*. O objetivo da Lei sobre Atividades Petrolíferas é proporcionar e salvaguardar todos os benefícios para Timor-Leste e dos seus habitantes, estabelecendo regulamentação que permita às empresas petrolíferas desenvolver e explorar os respetivos recursos.

A lei permite que o Ministério autorize as empresas do setor petrolífero a explorar estes mesmos recursos. Diferentes regimes de gestão petrolífera foram analisados e tomados em consideração aquando do estabelecimento de um sistema internacionalmente competitivo e financeiramente atrativo nesta área, em Timor. Os recursos O&G de Timor-Leste são uma componente estratégica da sua economia e apresentam elevado potencial, sendo assim expectável que gerem receitas significativas para o país.

Além do objetivo em maximizar a receita proveniente do setor de O&G de Timor-Leste, a Lei prevê um acompanhamento com o propósito de serem atingidos os objetivos de desenvolvimento do país. As receitas do setor e o desenvolvimento na exploração dos recursos, irá permitir que Timor-Leste atinja continuamente e de forma eficaz: as suas necessidades e prioridades de desenvolvimento, o fortalecimento da área de recursos humanos, consolidação do desenvolvimento atingido, aceleração do crescimento económico, redução da pobreza e melhoria do bem-estar da população Timorense. Outro objetivo, consiste na garantia de estabilidade e transparência na regulamentação do setor O&G.

4.1 Estrutura Regulatória da área exclusiva de Timor-Leste (TLEA)

Artigo 13 da Lei de Atividades Petrolíferas: Candidaturas

1. (a) O Ministério deve anunciar, através de aviso público, as candidaturas para obtenção de Autorizações;

(b) Não obstante o parágrafo (a) acima, o Ministério pode optar por conceder autorizações através de negociação direta sem anúncio prévio:

- o (i) no caso de Autorizações de Acesso; ou
- o (ii) no caso de outros tipos de Autorização, de interesse público;

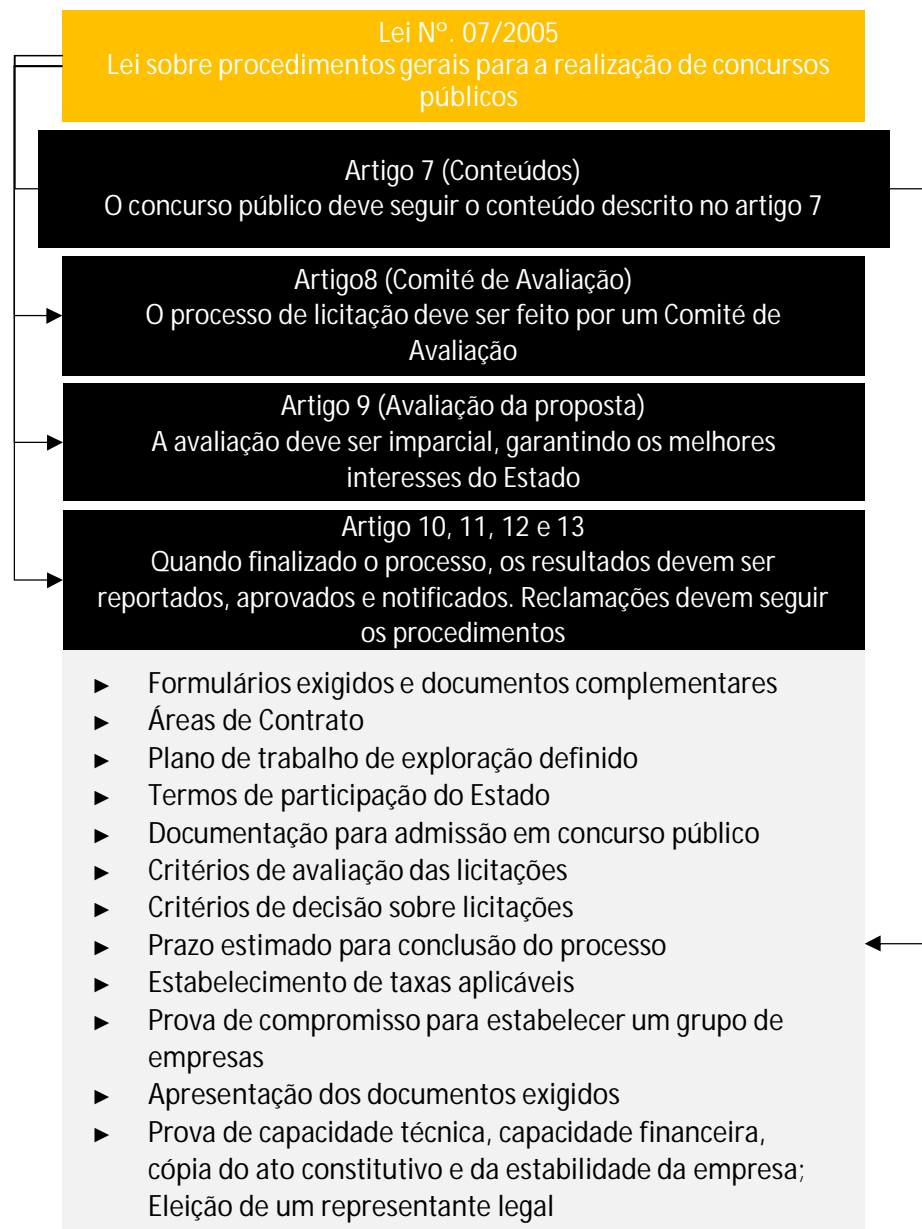
(c) No caso em que o Ministério atribui Autorizações sem existência de anúncio, conforme estabelecido no parágrafo 13.1 (b), deve a razão estar propriamente fundamentada.

Concurso Público em matéria de adjudicação de concursos petrolíferos (Decreto-Lei N.º.7/2005)

A Lei n.º 13/2005, de 2 de setembro (Lei sobre Atividades Petrolíferas) estipula que a atribuição de autorizações, inclusive a adjudicação de contratos para exploração, seja efetuada por concurso público.

Esta lei estabeleceu princípios que visam proporcionar o máximo de benefícios a Timor-Leste e à sua população, estabelecendo um regime regulatório para empresas do setor O&G. A lei estabelece as condições sob as quais o Ministério procederá à autorização de atividades petrolíferas, e que declara a participação do Governo nas atividades petrolíferas, assim como a forma como estas atividades são desenvolvidas. A transparência e informação de carácter público são tópicos abrangidos, onde informação incorreta será penalizada, uma vez declarada.

As empresas e/ou grupos de empresas serão selecionados com base nas propostas apresentadas, sendo posteriormente emitido o aviso/resultado referente ao concurso público a ser emitido pelo Ministro do Petróleo e Recursos Minerais, Minerais e Política Energética. O Ministro é responsável por todo o processo de licitação e será também responsável pela concessão de autorizações numa fase posterior à análise de candidaturas.



4.2 Área Conjunta de Desenvolvimento de Petróleo (JPDA) – Estrutura Legal

O Tratado Marítimo de Timor assinado entre o Governo de Timor-Leste e o Governo da Austrália foi assinado em 2002. O Tratado estabeleceu a Área Conjunta de Desenvolvimento do Petróleo (JPDA) no Mar de Timor, permitindo a exploração dos recursos petrolíferos na JPDA para benefício da população de Timor-Leste e da Austrália.

A legislação aplicável às operações na JPDA é a seguinte:

Legislação

- ▶ Timor Sea Treaty (TST)
- ▶ Interim Petroleum Mining Code
- ▶ Petroleum Mining Code
- ▶ Interim Regulations issued under Article 37 of the Interim Petroleum Mining Code
- ▶ Interim Directions issued under Article 37 of the Interim Petroleum Mining Code
- ▶ Interim Administrative Guidelines for the Joint Petroleum Development Area
- ▶ Certain Maritime Arrangements in the Timor Sea
- ▶ Greater Sunrise – Memorandum of Understanding
- ▶ Greater Sunrise – International Unitization Agreement

Contratos de Partilha e Produção (PSC):

Os principais contratos de petróleo incluem:

- ▶ JPDA PSC 03-12
- ▶ JPDA PSC 03-13
- ▶ JPDA PSC 06-105
- ▶ JPDA PSC 03-19
- ▶ JPDA PSC 03-20
- ▶ JPDA PSC 06-101 A
- ▶ JPDA PSC 11-106
- ▶ JPDA PSC 06-103

(mais informações sobre PSC no apêndice B)

- ▶ Fonte: <http://www.anpm.tl/jpda2/>

4.3 Contratos específicos com a Austrália acerca da Exploração de Petróleo e Gás

Em 2006, Timor-Leste e a Austrália concordaram em assinar os tratados internacionais sobre o acordo marítimo referente ao mar de Timor:

- ▶ O já mencionado *Timor Sea Treaty*
- ▶ O *Treaty on Certain Maritime Arrangements in the Timor Sea* (CMATS)
- ▶ O *International Unitization Agreement for Greater Sunrise* (IUA)

Constam ainda no Greater Sunrise Memorandum of Understanding (MOU) especificações adicionais neste âmbito.

Tratado do Mar de Timor - Timor Sea Treaty (TST)

Formalmente conhecido como Tratado do Mar de Timor, assinado entre o Governo de Timor-Leste e o Governo da Austrália em Díli, a 20 de maio de 2002, foi o dia em que Timor-Leste alcançou sua independência sob liderança das Nações Unidas, com o objetivo de unir forças entre ambos os países na exploração de petróleo no Mar de Timor.

O tratado entrou em vigor a 2 de abril de 2003, em sequência de correspondência de notas diplomáticas. O tratado é válido durante 30 anos a partir do dia em que entrou em vigor ou quando for definida a fronteira a partir do fundo do mar, prevalecendo a situação que ocorra primeiramente.

O Tratado do Mar de Timor prevê a partilha dos produtos do petróleo encontrados numa área acordada e partilhada do fundo do mar, denominada de Área Conjunta de Desenvolvimento do Petróleo, não determinando, o tratado, a soberania entre os dois países. O tratado declara expressamente o direito, de qualquer dos países reivindicar a porção sobreposta do fundo do mar.

Certain Maritime Arrangement in the Timor Sea (CMATS)

O CMATS é um acordo entre Timor-Leste e Austrália que incide sobre a exploração de petróleo no Mar de Timor, baseado no TST e IUA. Como mencionado anteriormente, o TST estabeleceu a área JPDA. Uma das principais descobertas no mar de Timor é a área *Greater Sunrise*, que possui cerca de 20% de suas reservas dentro da JPDA (ver PSC 03-19 e PSC 03-20) e cerca de 80% das reservas fora da JPDA no território das licenças pertencentes à Austrália. A IUA e a CMATS referem especificamente a área *Greater Sunrise*. O IUA trata da unificação das várias áreas onde vigoram as licenças mencionadas. Consequentemente ao CMATS, ambos os países concordaram que as receitas da exploração do *Greater Sunrise* serão divididas 50:50, também em adiar a delimitação final da fronteira. A área não se encontra ainda em produção.

No dia 14 de Janeiro, Timor-Leste promulgou o Decreto-Lei N° 2/2015 de modo a criar um Conselho para Definição das Fronteiras Marítimas que foi estabelecido sob o Decreto-Lei N°/2005 de 22 de Abril.

Recentemente, a 9 de janeiro de 2017, Timor-Leste, Austrália e a Comissão de Conciliação emitiram uma declaração conjunta, na qual os dois países concordaram terminar o Tratado 2006 da CMATS. Isto permitirá que o Tratado do Mar de Timor de 2002 expire na sua data original (abril de 2033), ao invés de 2057 como definido pelo CMATS.

- ▶ Fonte: <https://www.laohamutuk.org/Oil/Boundary/CMATSindex.htm>

4.3 Contratos específicos com a Austrália acerca da Exploração de Petróleo e Gás (continuação)

Greater Sunrise – Acordo Internacion de Unificação (IUA)

As áreas de exploração de gás e condensado de Sunrise e Troubadour, conhecidos como *Greater Sunrise*, estão localizadas a aproximadamente 150 quilómetros sudeste de Timor-Leste, e 450 quilómetros noroeste de Darwin, Território do Norte.

A Woodside e o Sunrise Joint Venture continuam empenhadas em desenvolver as explorações de *Greater Sunrise*, sendo vital que os governos Timorense e Australiano concordem com o regime legal, fiscal e regulamentar aplicável à exploração dos recursos.

Um vez estabelecido com o governo, a Sunrise Joint Venture acredita na oportunidade de aposta e desenvolvimento que beneficie ambas as partes.

O Greater Sunrise IUA, juntamente com as restantes regulamentações, determina as atividades na *Unit Area* e nos *Unit Reservoirs*.

Greater Sunrise – Memorando de Entendimento (MOU)

O Memorando de Entendimento de *Greater Sunrise* estabelece o valor das tarifas referentes à unificação da área *Greater Sunrise*, que o Governo da Austrália irá transferir para o Governo de Timor-Leste.

Petroleum Mining Code (PMC)

Em conformidade com o Artigo 7 (a) do Tratado do Mar de Timor e, nos termos do referido Tratado, é adotado o *Petroleum Mining Code* para regulamentar a exploração, o desenvolvimento e a utilização do produto na área JPDA, bem como da exportação do mesmo nesta área.

Interim Petroleum Mining Code (Interim PMC)

O *Interim PMC* regula atividades do setor na área JPDA. Apesar de o PMC ter sido estabelecido, o PMC provisório continua a regular os seguintes PSCs:

- ▶ JPDA PSC 03-12
- ▶ JPDA PSC 03-13
- ▶ JPDA PSC 03-19
- ▶ JPDA PSC 03-20

4.4 ANPM

A 9 de fevereiro de 2008, foi criada a Autoridade Nacional de Petróleo e Minerais (ANPM), instituição pública de Timor-Leste, sob o Decreto-Lei n.º 1/2016, de 9 de fevereiro, 1ª emenda do Decreto-Lei n.º 20/2008 de 19 de junho, da Autoridade Nacional do Petróleo.

A instituição é responsável pela gestão e regulamentação das atividades de petróleo e mineiras na região de Timor-Leste. Tal é aplicável tanto *offshore* como *onshore*, e na Área Conjunta de Desenvolvimento do Petróleo (JPDA), de acordo com o Decreto-Lei sobre a criação da ANPM e das seguintes leis e regulamentos:

- ▶ Timor-Leste Petroleum Activities Law;
- ▶ Timor Sea Treaty;
- ▶ Mining Code.

O Decreto-Lei n.º 20/2008, de 19 de junho, criado pela Autoridade Nacional do Petróleo (ANP) *, confiou nesta entidade, entre outras, a responsabilidade de regular e supervisionar setores/indústrias pertencentes ao setor do petróleo/gás natural e seus derivados em Timor-Leste, atuando como entidade reguladora.

Nota (*):

Tal como já foi mencionado, nos termos do Decreto-Lei n.º 1/2016, de 9 de fevereiro, a Autoridade Nacional de Petróleo e Minerais (ANPM) foi designada como responsável pela gestão e regulamentação das atividades de petróleo e mineração em Timor-Leste, tendo alterado a sua designação de ANP - Autoridade Nacional do Petróleo, para ANPM. Ao longo do relatório será utilizado o nome atual "Autoridade Nacional do Petróleo e Minerais (ANPM)".

4.5 Fundo Petrolífero

O Fundo Petrolífero foi criado para cumprir o requisito constitucional estabelecido pelo Artigo 139 da Constituição da República que exige um uso justo e equitativo dos recursos naturais de acordo com os interesses nacionais, e que os rendimentos derivados da exploração desses recursos devem conduzir ao estabelecimento de uma reserva financeira obrigatória.

Por conseguinte, o Governo criou o Fundo Petrolífero em 2005, nos termos da Lei nº 9/2005 do Fundo Petrolífero (3 de agosto de 2005), conforme alterações da Lei nº 12/2011 (28 de setembro de 2011).

Estrutura de gestão do Fundo Petrolífero



► Fonte: *Petroleum Fund Annual Report 2015*: https://www.mof.gov.tl/wp-content/Petroleum_Fund_Annual_Report_2015.pdf

A Lei do Fundo Petrolífero:

- Fornece mecanismos que ajudam Timor-Leste a gerir de forma sustentável a sua receita de petróleo
- Detalha os parâmetros para operar e gerir o Fundo Petrolífero
- Define a alocação de ativos e limites de risco
- Gere a cobrança e atribuição de recibos associados à riqueza petrolífera.
- Regula as transferências e pagamentos para o estado;
- Define a responsabilidade governamental e clarifica a supervisão dessas atividades.

A Lei do Fundo Petrolífero exige que todas as receitas petrolíferas sejam inteiramente transferidas para o Fundo, e investidas no exterior em ativos financeiros. As únicas transferências possíveis do Fundo são para o Governo, sujeitas a aprovação no parlamento.

4.5 Fundo Petrolífero (continuação)

A Lei do Fundo Petrolífero fornece mecanismos de ajuda a Timor-Leste na gestão sustentável das receitas petrolíferas, detalha os parâmetros para operar e gerir o Fundo Petrolífero, define diretrizes de alocação de ativos e limites de risco, regula a cobrança e gestão da faturação, regula transferências para o Orçamento do Estado, define papéis e clarifica as responsabilidades das entidades envolvidas na gestão do Fundo e prevê a responsabilização do governo e a supervisão dessas atividades. O Fundo Petrolífero é formalizado por uma conta do Ministério das Finanças no Banco Central de Timor-Leste (BCTL).

O Fundo separa o fluxo de receitas petrolíferas, dos gastos do governo. Toda a receita do petróleo integra o Fundo antes de ser feita qualquer transferência para o Orçamento de Estado. O montante das transferências é orientado pela receita sustentável estimada (ESI), fixada em 3% da riqueza total do Fundo Petrolífero.

A riqueza do petróleo compreende o saldo do Fundo Petrolífero e o *NPV* da receita do petróleo. O raciocínio por trás do uso do ESI é suavizar a despesa de receitas de petróleo que se encontram temporariamente elevadas e protegê-las contra a volatilidade dos preços do petróleo, salvaguardando o uso sustentável das finanças públicas. O Fundo é investido apenas em ativos financeiros internacionais. O principal objetivo do investimento é alcançar um retorno de 3%, a longo prazo, de modo a contribuir para a sustentabilidade fiscal.

Através da boa gestão do fundo e de uma política de investimento prudente (como o cumprimento do ESI), foi possível aumentar de forma constante o valor de mercado do Fundo, ainda que constatada a diminuição da receita proveniente do petróleo após 2012, devido à redução nos preços do petróleo.

Desde o início do Fundo em 2005, o Governo arrecadou receitas petrolíferas num montante total de 20.7 mil milhões de USD (fonte: Demonstrações Financeiras do Fundo de Petróleo de 2015). A maior parte da riqueza petrolífera do país, das áreas atualmente em atividade, ie Bayu Undan and Kitan, já foi convertida em ativos financeiros.

4.5 Fundo Petrolífero (continuação)

Transferências do Fundo Petrolífero

Em 2015, o saldo do Fundo diminuiu 321 milhões de USD (de 16.539 milhões de USD em 2014 para 16.218 milhões de USD em 2015), o que representou a primeira diminuição do fundo desde a sua conceção.

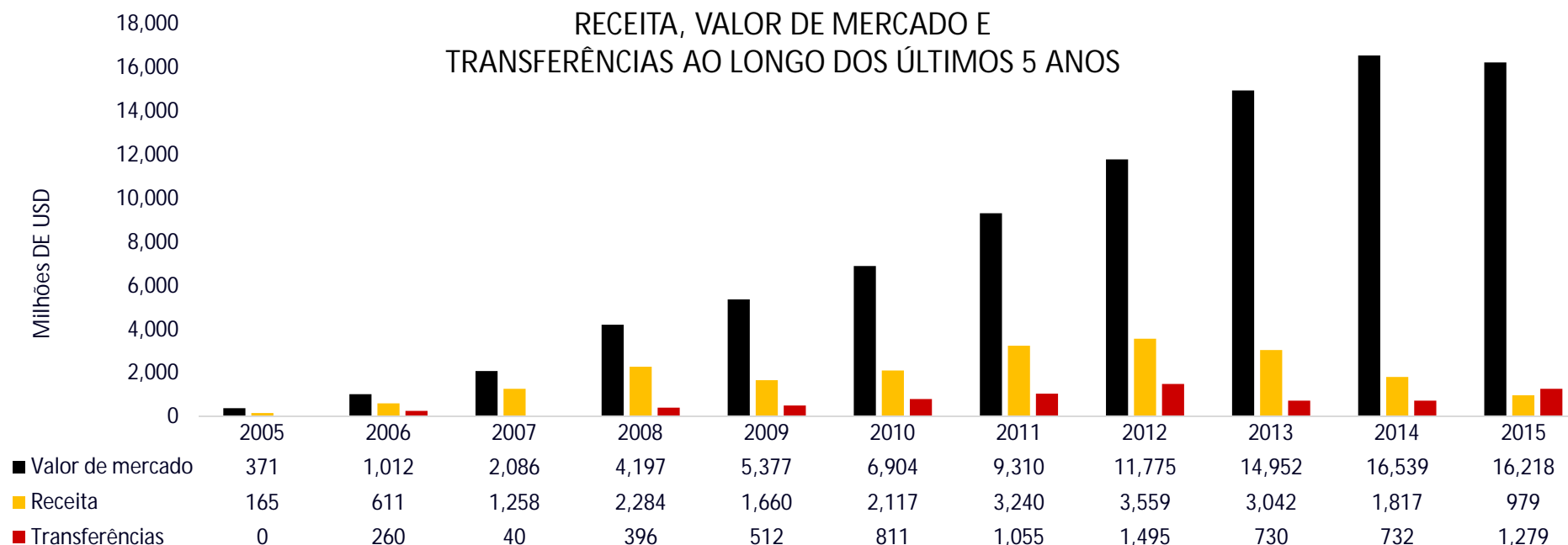
As receitas petrolíferas diminuíram significativamente resultante da queda dos preços do petróleo e da diminuição do nível de produção (as receitas provenientes do petróleo em 2015 representaram menos de metade do valor recebido em 2014).

O preço de mercado do petróleo caiu significativamente desde há um ano e meio. O preço médio mensal do North Sea Brent Crude diminuiu desde um máximo de 112 USD por barril em Junho de 2014 para 38 USD por barril em Dezembro de 2015.

Desde 2006 até ao final de 2015, o Governo retirou 7.309 milhões de USD do Fundo. Este valor excede o ESI cumulativo para esse período em 2.084 milhões de USD. Este excesso reflete a política do Governo em antecipar despesas para permitir desenvolvimento económico.

Em 2015, o Governo retirou 1.279 milhões de USD do Fundo para financiar Orçamento Geral de Estado. Este valor foi 640 milhões de USD mais alto que o Orçamento ESI de 639 milhões de USD para o ano. O ESI encontra-se definido em 3% como já havia sido mencionado.

► Fonte: https://www.mof.gov.tl/wp-content/uploads/2016/08/Petroleum_Fund_Annual_Report_2015.pdf



4.5 Fundo Petrolífero (continuação)

Retorno do Investimento Líquido de 2015

A estratégia de investimento do Fundo Petrolífero está projetada para gerar um retorno anual que exceda em 3% a inflação, no longo prazo. O objetivo de retorno real de 3% vem do ES.

Os investimentos do Fundo Petrolífero foram inicialmente totalmente investidos em títulos (especificamente títulos americanos) de modo a limitar a exposição ao risco. Contudo, de modo a atingir o objetivo do retorno real de 3%, é também necessário investir no mercado de ações. Em 2015 os títulos detidos consistiam 60% dos Fundos totais detidos e os restantes 40% estavam alocados a ações (essencialmente em empresas americanas e europeias). No fim de 2015, os títulos americanos representavam mais de 80% dos títulos totais detidos, enquanto que as empresas americanas representavam quase 59% do total de ações detidas.

O retorno do investimento do Fundo petrolífero antes de despesas era de -0,06% em 2015. O retorno real, que tem em conta a inflação nos EUA, era de -0,78% em 2015 (+2,4% em 2014), explicado por um retorno muito baixo dos títulos nos anos recentes, e pela volatilidade nos mercados de capitais.

Performance do Fundo Petrolífero em 2015

O Fundo Petrolífero registou um prejuízo de 21,4 milhões de USD, depois de deduzidas despesas de 15,4 milhões de USD e pagamentos de impostos de 9,4 milhões de USD. Este foi o primeiro ano em que foram registadas perdas desde o início do Fundo, em 2005. O resultado registado em 2014 era de 502 milhões de USD.

O retorno do investimento anualizado do Fundo desde a sua conceção em 2005, é de 3,8% por ano, o que representa uma diminuição de 0,4% comparado com 2014. O valor total de retorno foi de 2.600 milhões de USD.

A informação detalhada do Fundo Petrolífero pode ser vista no relatório anual do Fundo Petrolífero publicado no site do MoF.

- Fonte: https://www.mof.gov.tl/wp-content/uploads/2016/08/Petroleum_Fund_Annual_Report_2015.pdf

Perspetiva da Sociedade Civil

A Sociedade Civil manifestou preocupação quanto à sustentabilidade do Fundo Petrolífero, em duas questões: Em primeiro lugar, quanto ao retorno sustentável estimado (ESI), uma vez que implica que o retorno médio real de longo-prazo exceda os 3%, e pelo menos desde a crise financeira de 2008, esse objetivo parece irrealista. O retorno médio de 2005 a 2014 foi de apenas 4,24% em termos nominais. Contudo, este valor parece compreensível, uma vez que o fundo apenas começou a investir no mercado de ações desde 2012 e atingiu o seu objetivo de 40% em Junho de 2014. Contudo, as partes precisam de estar cientes de que a volatilidade dos retornos aumentará dada a maior exposição ao mercado de capitais. A sociedade Civil aprecia a transparência da gestão do fundo, e espera uma ainda maior partilha de informação à comunidade, de modo a melhorar essa compreensão.

Em segundo lugar, como resultado da implementação do Plano de Desenvolvimento Estratégico do Governo¹, este retirou um valor maior do fundo, acima do nível sustentável. A preocupação da Sociedade Civil estava relacionada com a alocação orçamental e com a capacidade do Governo em executar esse orçamento. A maior parte das despesas foram alocadas às infraestruturas básicas, tais como estradas, pontes, infraestruturas elétricas, e projetos relacionados com petróleo (South Coast Project). Como tal, a saúde, educação², agricultura e turismo receberam uma percentagem relativamente pequena dos fundos do orçamento. A preocupação da sociedade civil está na dúvida se este foco contribuirá para a diversificação da economia, que possa levar a uma dependência menor do setor petrolífero. A Sociedade Civil exorta ainda a que haja mais informação acerca destes setores não extrativos, para que seja incluída em relatórios futuros de modo a gerar mais discussão pública.

A Sociedade Civil recomenda ainda que os relatórios futuros do EITI-TL cubra outros setores emergentes tais como recursos minerais, florestas e pescas. A Sociedade Civil espera ainda, que os próximos relatórios incluam mais informação das entidades que reportam e um enquadramento legal relevante dos respetivos setores.

- ¹ <http://timor-leste.gov.tl/wp-content/uploads/2011/07/Timor-Leste-Strategic-Plan-2011-20301.pdf>
- ² De acordo com a pesquisa da NGO "La'o Hamutuk" o budget alocado para a saúde e educação foi entre 1.5-2% para o período entre 2011-2015. Para mais detalhes: <http://www.laohamutuk.org/econ/OGE15/14OGE15.htm>

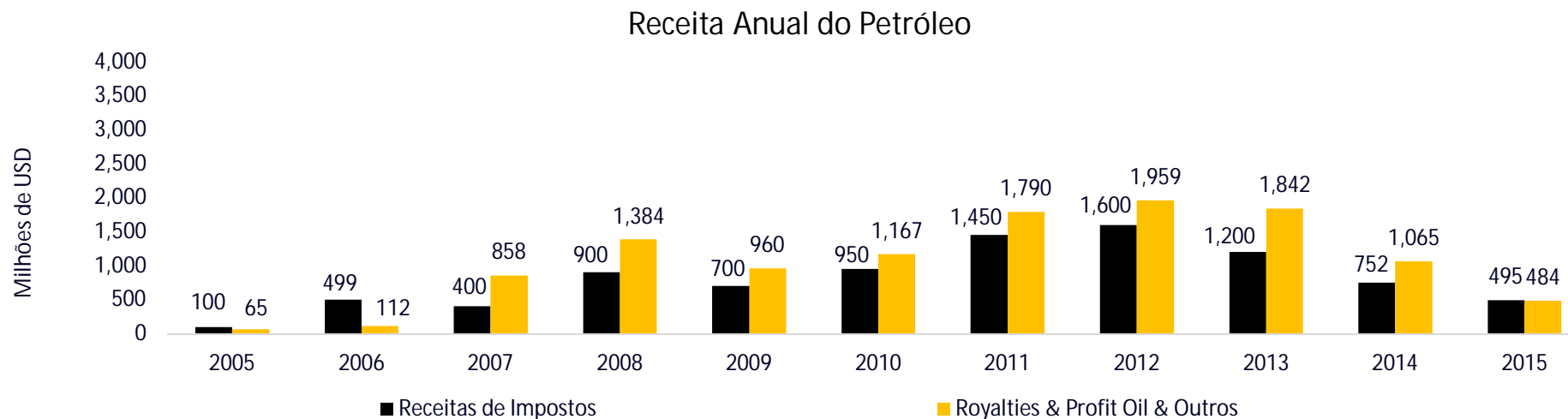
4.5 Fundo Petrolífero (continuação)

Receitas do Fundo Petrolífero

Em 2015 existem dois campos de exploração na fase de produção, Bayu Undan e Kitan, tendo esta fase início em 2004 e 2011, respetivamente. O preço do petróleo, o volume de produção e os custos de produção são os três principais fatores que influenciam a rentabilidade das receitas do governo. A receita total de petróleo em 2015 foi de 1.004 milhões USD, dos quais 461 milhões USD referentes a impostos sobre o petróleo, 537 milhões USD relativos a royalties e proveitos do O&G e 6 milhões USD referentes a outras receitas. Estes estão em conformidade com os artigos 6.1 (a), (b) e (e) da Lei do Fundo Petrolífero, respetivamente. Do montante total recebido, 25 milhões de USD foram transferidos para restituições de impostos*, que resultaram numa entrada líquida de 979 milhões de USD no ano.

De acordo com as Demonstrações Financeiras do Fundo Petrolífero de 2015, o ano começou com um saldo inicial de 16.539 milhões de USD, recebendo cerca de 979 milhões de USD de receita relativa ao petróleo, dos quais foram transferidos para o orçamento do estado -1.279 milhões de USD. Apresentava um retorno do investimento de -21 milhões de USD, tendo terminado o ano com 16.218 milhões de dólares.

A divisão entre a receita fiscal e a receita não-fiscal foi a seguinte:



* Restituições de impostos

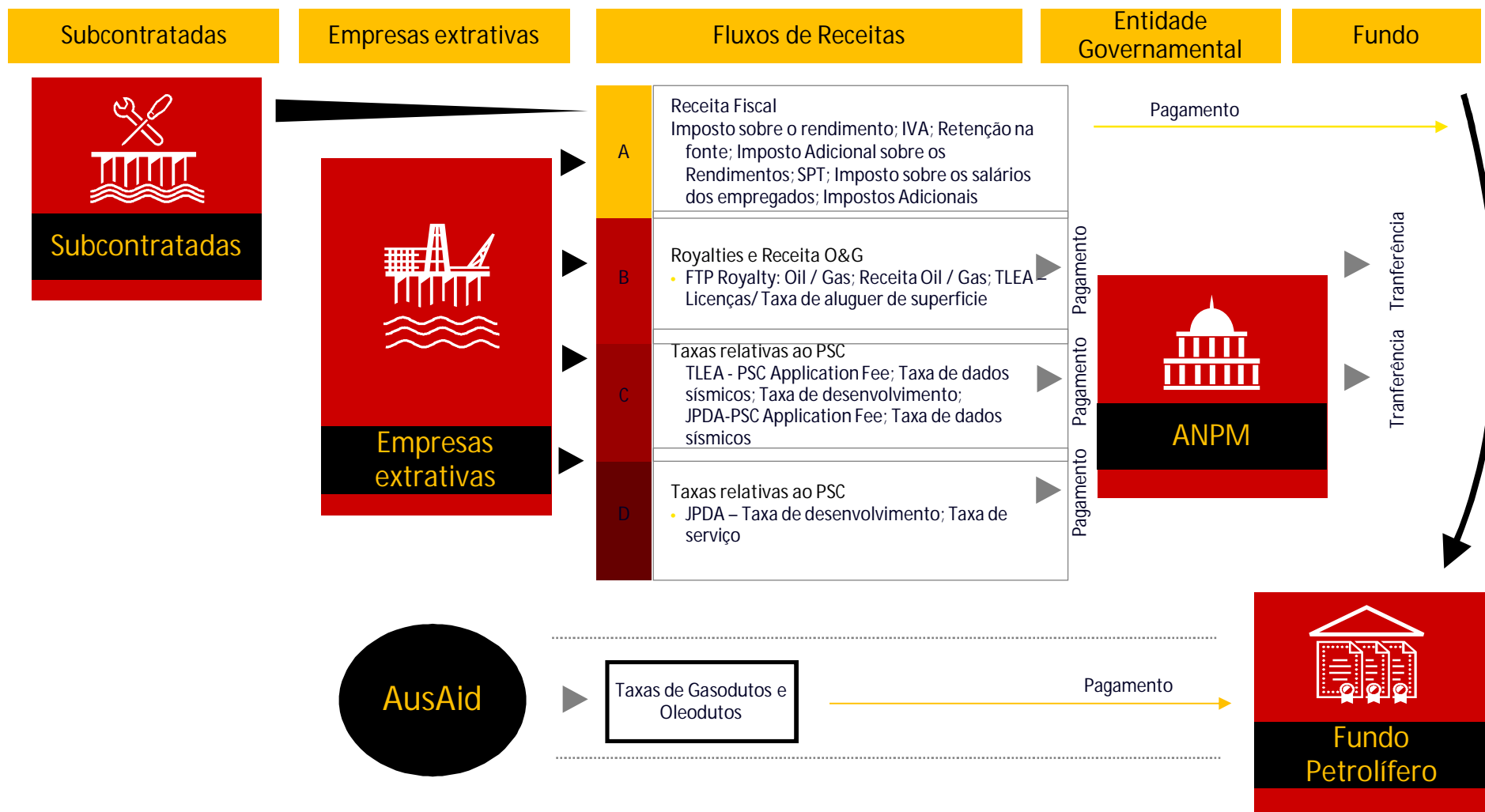
Tal como divulgado no Relatório EITI-TL "Independent Reconciliation Report For The Year 2012" secção 6.3 Ajustamentos, houve um valor de 24.947.282 USD relativos a uma avaliação fiscal em ganhos de capital pagos pela Woodside Petroleum ao Ministério das Finanças ("Impostos Adicionais"). Este valor foi considerado como um passivo desde 2007 pago a 29 de Maio de 2012, que estava em disputa com o Ministério das Finanças.

Em 2015, tal como divulgado no Relatório do Fundo Petrolífero de 2015, o Governo de Timor-Leste resolveu a disputa e reembolsou a Woodside Petroleum Ltd neste valor.

► Fonte: https://www.mof.gov.tl/wp-content/uploads/2016/08/Petroleum_Fund_Annual_Report_2015.pdf

Resumo dos processos de pagamento

Não há praticamente vínculos diretos do setor petrolífero ao resto da economia. Toda a produção de petróleo é subcontratada para empresas estrangeiras. As receitas petrolíferas fluem para o Fundo Petrolífero de Timor-Leste, do qual uma parcela é do orçamento do estado, beneficia o setor não-petrolífero.



4.7 Entidades Estatais (SOE's)

A Lei de Petróleo (Lei nº 2005/13) - Artigo 22 "Participação do Estado nas Operações Petrolíferas", permite que uma *state-owned National Oil Company* (NOC) participe numa colaboração sob a forma de *joint ventures* para exploração e gestão de recursos petrolíferos em Timor-Leste. O NOC não é um dos parceiros nas explorações de Bayu-Undan, Kitan e Greater Sunrise na JPDA. Para estas áreas, os contratos foram assinados antes da Lei do Petróleo ser aprovada, e por isso foi estabelecido o NOC.

TIMOR GAP, E.P.

A TIMOR GAP, E.P. foi estabelecida como uma empresa nacional de Timor-Leste, através do Decreto-Lei n.º 31/2011. Tem como objetivo atuar, em nome do Estado, na concretização de negócios no setor de O&G. A sua atividade varia tanto *onshore* como *offshore*, a nível nacional e/ou internacional. Em 2015, a TIMOR GAP integrou uma *Joint Venture* (JV) com a Eni e Inpex no PSC 11-106, na área JPDA, com data efetiva de 23 de outubro de 2013. A TIMOR GAP possui 24% da participação nesta JV. A cargo da TIMOR GAP ficou também a gestão do projeto Tasi Mane, estudos a nível do *downstream* e outros projetos de O&G de grande dimensão, em representação do Governo de Timor.

Em 2015, a TIMOR GAP iniciou pela primeira vez uma participação nas atividades de exploração na TLEA, com uma exploração *offshore* no bloco. A 23 de Dezembro de 2015, a TIMOR GAP assinou o seu segundo Acordo de Partilha de Produção, de modo a começar a exploração *offshore* no bloco TL-SO-15-01.

São injetados na empresa fundos do Governo sob a forma de uma transferência pública anual, com o objetivo de apoiar suas atividades operacionais, de acordo com definido na Lei do Orçamento do Estado. Esta transferência é feita através do orçamento anual do Ministério dos Petróleo e Recursos Minerais (MPRM). Os Fundos atribuídos à TIMOR GAP baseiam-se no orçamento anual da empresa, que é aprovado em Conselho de ministros.

Anualmente, é assinado um acordo relativo à execução orçamental e reporte entre o MPRM e a TIMOR GAP, o qual antecede obrigatoriamente à libertação do montante para a conta bancária da empresa. Perante o Artigo 4 do Decreto-Lei n.º 31/2011, a TIMOR GAP compromete-se à apresentação de um relatório trimestral ao MPRM sobre o uso da transferência pública. O detalhe das transferências consta no Relatório Anual 2014 de TIMOR GAP.

Em 2015, o subsídio do governo pago à TIMOR GAP foi de 9,7 milhões de USD (em 2014 era de 5 milhões de USD).

Após análise, a TIMOR GAP não registou em 2015 gastos de carácter social

A empresa tem uma quota de 60% na GAP-MHS Aviation Lda. (GAP-MHS) e em 2015, a TIMOR GAP recebeu dividendos da empresa no valor de 1.357 milhões de USD (em 2014: 1.409 milhões de USD).

- Fonte: [https://timorgap.com/databases/website.nsf/vwAll/Resource-Full_TIMOR%20GAP%202015%20Annual%20Report_EN_Final/\\$File/TIMOR%20GAP%202015%20Annual%20Report_EN_Final.pdf?openelement](https://timorgap.com/databases/website.nsf/vwAll/Resource-Full_TIMOR%20GAP%202015%20Annual%20Report_EN_Final/$File/TIMOR%20GAP%202015%20Annual%20Report_EN_Final.pdf?openelement)

4.7 Entidades Estatais (SOE's) (continuação)

Breve nota relativa à concessão PSC TL-S0-15-0

De acordo com o Despacho Ministerial N°3/GMPRIM/XII/2015 datado de 18 de Dezembro de 2015 e com a Resolução do Conselho de Ministros N°44/2015 de 22 de Dezembro, foi concedida à TIMOR GAP OFFSHORE BLOCK UNIPessoal LIMITADA (TIMOR GAP, E.P.) – sem qualquer convite público – a adjudicação de 100% o contrato de partilha de produção da exploração offshore.

Este bloco está localizado na área exclusiva de Timor-Leste.

O programa de trabalho abrangerá a aquisição, o processamento e a interpretação no período inicial da exploração. O site da ANPM contém informação sobre o contrato, coordenadas da área de licença, e a duração da mesma. Link:

<http://web.anpm.tl/webs/anptlweb.nsf/vwLafaek/LafaekA232E3C2398E04834925807C001F91D1>

A adjudicação direta é possível por lei, de acordo com a lei das atividades petrolíferas n°13/2005, art. 13 b):

“...o Ministério pode decidir adjudicar autorizações através de negociação direta sem imitar convites:

- (i) no caso de Autorizações de Acesso; ou
- (ii) no caso de outros tipos de Autorização, de interesse público;

Tomando em consideração, a missão e propósito da TIMOR GAP, E.P., como uma entidade petrolífera nacional jovem, o Ministério considerou a adjudicação como sendo do interesse público e um marco importante para a TIMOR GAP, E.P. de modo a desenvolver-se como uma empresa petrolífera.

Através da adjudicação direta do Contrato PSC e da autorização em desenvolver um levantamento multiclientes (3D) a TIMOR GAP desenvolverá o seu conhecimento no setor upstream de modo a melhorar as suas experiências e capacidades.

Além disso, os levantamentos e estudos integrados de prospeção também contribuiriam para um maior conhecimento nacional das estruturas de subsolo no TLEA offshore, e anda das suas potenciais perspectivas nas áreas relevantes.

4.8 Licenças / Divulgação de Contratos

A ANPM é responsável pela divulgação pública dos contratos e licenças que fornecem os termos para exploração de petróleo, gás e minerais.

Não há requisitos legais e/ou políticas governamentais sobre a divulgação de contratos e licenças para exploração e gestão de recursos. Estes podem ser consultados no website da ANPM e nos relatórios anuais.

- ▶ Fonte: <http://www.anpm.tl/category/annual-report/>
- ▶ Fonte: <http://www.anpm.tl/list-of-licenses-2006-2016/>
- ▶ Fonte: <http://www.anpm.tl/how-to-apply-for-the-downstream-activity-license/>
- ▶ Fonte: <http://www.anpm.tl/jpda2/> & <http://www.anpm.tl/tlea/>
- ▶ Fonte: <http://web.anpm.tl/webs/anptlweb.nsf/pgLafaekPSCList>
- ▶ Fonte: <http://www.anpm.tl/timor-lestte-ITIE/>

O setor do O&G de Timor-Leste e ambas as áreas (JPDA e TLEA) são regidos pelos Contratos de Partilha e Produção (PSCs), assinados entre as empresas do setor e a ANPM.

É expectável que a ANPM divulgue cópias de contratos e outro tipo de informações relevantes sobre as licenças ativas. Além dos links acima mencionados, é também possível a solicitação de informação adicional:

- ▶ Fonte: <http://web.anpm.tl/webs/anptlweb.nsf/pgRequest>

Informação extra disponível no anexo E – PSC em Timor-Leste, C - Lista de Licenças de Exploração Mineira e F - Listagem de Operadores e Atividade.

Outras Notas:

A maioria dos PCS's foi assinada aquando da ocupação de Timor-Leste, não havendo nível de detalhe além de data ou do próprio processo (Anexo F PSC - herdado do regime ZOCA da Indonésia). O PSC de 2006 tem uma data de candidatura de maio de 2006. O PSC 11-106 ganho em 2013, tem o seu processo divulgado no relatório EITI TL 2013.

Em 2015 apenas 1 licença foi atribuída, já mencionada anteriormente (PSC TL-S0-15-01).



5

Regime Fiscal

Resumo

O setor petrolífero em Timor-Leste é atualmente composto por duas jurisdições diferentes, com diferentes regimes jurídicos e fiscais:

- ▶ JPDA - gerida conjuntamente pela Austrália e Timor-Leste é denominada por :
 - ▶ Timor Sea Treaty "Annex F" em *Bayu Undan* e *Great Sunrise Filed project*.
 - ▶ Timor Sea Treaty "non Annex F" excluindo *Bayu Undan* e *Great Sunrise Filed project*.
- ▶ Timor-Leste Exclusive Area (TLEA) gerido por Timor-Leste Offshore and Onshore

Timor-Leste possui um sistema de Contrato de Partilha e Produção (PSC). As operações na *Joint Petroleum Development Area (JPDA)* e as áreas exclusivas de Timor-Leste são reguladas de acordo com os PSC's acordados entre a Autoridade Nacional do Petróleo e Minerais (ANPM) e as *empresas extrativas*.

Esta secção resume o regime fiscal para cada jurisdição.

5.1 JPDA – Annex F

O annex F abrange os PSCs das áreas de exploração Bayu-Undan e Greater Sunrise.

abrangem as áreas de exploração Bayu-Undan e *Greater Sunrise*.

O regime aplicável ao Anexo F é o seguinte:

- ▶ Bayu Undan : Regulação Untaet N°. 1/1999 de 25 de Outubro de 1999,
 - ▶ Imposto para os Sub contratados de Bayu undan (ToBuca),
 - ▶ Estabilidade Fiscal
 - ▶ Regulação Untaet N°. 2000/18
- ▶ Great Sunrise : Regulação Untaet N°. 1/1999 de 25 de Outubro de 1999
 - ▶ Timor Sea Treaty
 - ▶ Lei do Imposto sobre o rendimento de 25^t de Outubro de 1999
 - ▶ Regulação Untaet N°. 2000/18

Regime Fiscal Bayu-Undan

A área de Bayu-Undan (coberta por PSCs JPDA 03-12 e 03-13) localiza-se na JPDA e, como tal, é regida pelo Tratado do Mar de Timor (TST). A lei geral de tributação (referida como *Imposto sobre o rendimento Law* - legislação tributária Indonésia em 25 de outubro de 1999) foi submetida a recente modificação, decorrentes do ToBUCA e da Lei sobre o Desenvolvimento do Petróleo no Mar de Timor (*Tax Stability Act*).

Imposto sobre o Rendimento

- ▶ Taxa aplicada às empresas extrativas, definida em 30% do Rendimento Tributável.
- ▶ Taxa aplicada aos subcontratados segue uma tendência progressiva definida como: 10%, 15% e 30%.

Imposto Adicional sobre os Rendimento (APT)

As empresas subcontratadas a operar no Bayu-Undan estão sujeitas ao imposto Imposto Adicional sobre os Rendimentos (imposto suplementar em Timor-Leste pago pelas subcontratadas sobre os seus lucros) cujo é aplicado a uma empresa subcontratada que tenha um valor positivo de receita líquida acumulada para as operações petrolíferas do ano. O cálculo é efetuado pela seguinte fórmula

$$\text{ANR} \times 22.50\% / (1-r), \text{ e } \text{ANR} = ((A \times 116.50\%) - (I \times (1-r))) + B$$

Variáveis:

ANR – Recebimentos líquidos acumulados da empresa extrativa;

r – Imposto sobre o Rendimento (definido em 30%)

A – Recebimentos líquidos acumulados de anos anteriores;

B – Recebimentos líquidos do ano corrente

I – Despesas com Juros

IVA

O IVA é aplicado a uma taxa de 9% (10% x 90%) aos "serviços tributáveis" na JPDA. A taxa é aplicável a serviços prestados ou bens fornecidos por empresa (ou seja, empresas subcontratadas).

Retenção de imposto sobre receita de bens e serviços (WHT)

Existem diferentes taxas de imposto sobre rendimento bruto de bens e serviços (WHT) para subcontratadas que prestam serviços em atividades petrolíferas abrangidas pelo Anexo F da JPDA. A WHT varia dependendo do tipo de serviços: atividades de perfuração (*rig*), construção, serviços técnicos, de gestão, jurídicos e de contabilidade, royalties, entre outros.

5.1 JPDA – Anexo F (continuação)

Imposto retido sobre salários (WIT)

Os colaboradores que prestam serviços no âmbito das atividades petrolíferas abrangidas pelo Anexo F da JPDA em Timor-Leste, estão sujeitos ao imposto sobre o salário (WIT).

A taxa WIT aplicável aos colaboradores residentes em Timor-Leste é de 10%, 15% e 30% sobre o valor bruto do salário do colaborador ou de remuneração equivalente.

No caso de um colaborador não-residente, a taxa fixa WIT é de $20\% \times 90\% = 18\%$ da remuneração.

Regime Fiscal da área Greater Sunrise

A exploração da *Greater Sunrise* (abrangendo os PSCs JPDA 03-19 e 03-20) localiza-se parcialmente (cerca de 20,1%) dentro da JPDA e em parte (cerca de 79,9%) fora e sob jurisdição exclusiva da Austrália.

O regime fiscal é definido pelo TST e pelo *Sunrise International Unitization Agreement* (SIUA). *The Certain Maritime Agreements in the Timor Sea Treaty* (CMATS) prevê um acordo de partilha de receita de 50:50 entre os governos da Austrália e Timor-Leste.

A principal diferença do regime de imposto sobre a exploração do Bayu-Undan para o regime de tributação da exploração de Greater Sunrise, para além da % a aplicar ($90\% \times 20,1\%$ relativo à JPDA) e de que existem taxas progressivas no imposto sobre o rendimento, é a existência da *Branch Profits Tax* em vez do imposto sobre o *Additional Profit TAX* (Imposto Adicional sobre os Rendimentos).

- ▶ Imposto sobre o Rendimento das Sociedades segue a Lei do Imposto sobre o Rendimento:
 - ▶ Taxa fixa de 30% sobre o lucro tributável da empresa extrativa
- ▶ Imposto sobre o Rendimento das Sociedades Subcontratadas, segue uma taxa progressiva:
 - ▶ 10%, 15% e 30% do lucro tributável.

Branch Profits Tax (BPT)

As empresas subcontratadas a operar na *Greater Sunrise* estão sujeitas a BPT de 20% em 90% de 20,1% dos lucros após imposto. Ao abrigo do TST, o BPT de 20% é reduzido para 15%, para uma empresa proveniente da Austrália ou Timor-Leste.

5.2 JPDA – Non Annex F

O Tratado do Mar de Timor (TST) é um acordo entre a Austrália e Timor-Leste que entrou em vigor a 20 de maio de 2002, e que concede direitos tributários a Timor-Leste de 90% da receita da JPDA e de 10% à Austrália.

O regime fiscal aplicável às áreas exclusivas de Timor-Leste aplica-se igualmente às áreas não incluídas no *Annex F* da JPDA, sujeito a modificação, sendo a principal diferença a de que as taxas de imposto são fixadas a 90% do nível normal.

▶ Regime Fiscal:

- ▶ Regulação Untaet N.º. 2000/18
- ▶ Lei do Imposto Petrolífero N.º. 8/2005 de 3 de Agosto
- ▶ Lei do Imposto sobre o Rendimento

Imposto sobre o rendimento

Taxa aplicada às empresas extrativas, definida em 30%.

Aos Subcontratados não é aplicada a taxa, mas todos os subcontratados têm uma retenção na fonte de 5,4% (90%*6%).

Imposto suplementar sobre o Petróleo (SPT)

As empresas estão também sujeitas ao SPT (imposto suplementar em Timor-Leste, a pagar pelos lucros do *upstream*) cujo é aplicado a uma empresa que tenha um valor positivo de receita líquida acumulada para as operações petrolíferas do ano. O cálculo é efetuado pela seguinte fórmula:

$$\text{ANR} \times 22.50\% / (1-r), \text{ e } \text{ANR} = ((A \times 116.50\%) - (I \times (1-r))) + B$$

Onde:

ANR – Recebimentos líquidos acumulados da empresa extrativa;

r – Imposto sobre o Rendimento (definido em 30%)

A – Recebimentos líquidos acumulados de anos anteriores;

B – Recebimentos líquidos do ano corrente

I – Despesas com Juros

IVA

O IVA é aplicado a uma taxa de 9% (10% x 90%) aos "serviços tributáveis" na JPDA. A taxa é aplicável a serviços prestados ou bens fornecidos por empresa (ou seja, empresas subcontratadas).

Retenção de imposto sobre receita de bens e serviços (WHT)

A taxa de 5.4% será aplicada na receita bruta de bens e serviços (WHT) para empresas subcontratadas e outros fornecedores que prestem serviços no âmbito das atividades petrolíferas abrangidas no *non-Anexo F* da JPDA.

Imposto retido sobre salários (WIT)

Os colaboradores que prestam serviços no âmbito das atividades petrolíferas abrangidas pelo *non-Anexo F* da JPDA em Timor-Leste, estão sujeitos ao imposto sobre o salário (WIT).

A taxa WIT aplicável aos colaboradores residentes em Timor-Leste é de 10% (abaixo de 550 USD) ou (55 USD + 30% x salários superiores a 550 USD) sobre o valor bruto dos salários do colaborador residente ou outra remuneração similar.

É também atribuído mensalmente um crédito fiscal no montante de 10 USD, que se aplica ao trabalhadores naturais de Timor.

No caso de um colaborador não residente, a taxa fixa de WIT é de 20% x 90% = 18% da remuneração.

5.3 TLEA – Timor-Leste Exclusive Area

A TLEA é, conforme definido pela Lei do Petróleo (Lei n. ° 13/2005) de Timor-Leste, a área exclusiva de jurisdição de Timor-Leste. O país possui o direito soberano sobre a área com o objetivo de explorar os seus recursos (excluindo área terrestre).

Imposto sobre o rendimento

Taxa aplicada às empresas extrativas, definida em 30%.

Imposto suplementar sobre o Petróleo (SPT)

As empresas do TLEA estão também sujeitas ao SPT (imposto suplementar em Timor-Leste, a pagar pelos lucros do *upstream*) cujo é aplicado a uma empresa que tenha um valor positivo de receita líquida acumulada para as operações petrolíferas do ano. O cálculo é efetuado pela seguinte fórmula:

$ANR \times 22.50\% / (1-r)$, e $ANR = ((A \times 116.50\%) - (I \times (1-r))) + B$

Where:

ANR – Recebimentos líquidos acumulados da empresa extrativa;

r – Imposto sobre o Rendimento (definido em 30%)

A – Recebimentos líquidos acumulados de anos anteriores;

B – Recebimentos líquidos do ano corrente

I – Despesas com Juros

Service Tax

Taxa aplicada às empresas extrativas, definida em 12%.

Sales Tax

Taxa aplicada definida em 6%.

Retenção de imposto sobre receita de bens e serviços (WHT)

A taxa de 6% é aplicada sobre a receita bruta dos bens e serviços (WHT) para empresas subcontratadas e outros fornecedores relacionados às atividades petrolíferas, na TLEA.

Imposto retido sobre salários (WIT)

Os colaboradores que prestam serviços no âmbito das atividades petrolíferas na TLEA, estão sujeitos ao imposto sobre o salário (WIT).

A taxa WIT aplicável aos colaboradores residentes em Timor-Leste é de 10% (abaixo de 550 USD) ou (55 USD + 30% x salários superiores a 550 USD) sobre o valor bruto dos salários do colaborador residente ou outra remuneração similar.

É também atribuído mensalmente um crédito fiscal no montante de 10 USD, que se aplica ao trabalhadores naturais de Timor.

Para colaboradores não-residentes, a taxa fixa da WIT é de 20% da remuneração.

Importação

O direito de importação aplica-se (com algumas exceções) aos bens importados para Timor-Leste. A taxa incide sobre a importação de mercadorias pela empresa (relacionadas a operações petrolíferas), e é de 6%.

Custos de desmantelamento das atividades petrolífera de Timor-Leste.

Provisão de Abandono

No caso de Timor-Leste e para efeitos fiscais, um determinado montante (permitido pelos PCS's e aprovado pela ANPM) para financiar o abandono pode ser requisitado e deduzido fiscal se preenchidos determinados requisitos (como exemplo, a aprovação do plano).

6

6.1 Enquadramento Legal

Em 2008, o governo aprovou o diploma ministerial n.º 1 / 2008, que visa a implementação de regras específicas para o licenciamento das atividades de extração mineira (minas e pedreiras) de pequena escala e de escala industrial. Existiram duas emendas à legislação:

- ▶ Ministerial Diploma 1/2009, de 12 de agosto de 2009
- ▶ Ministerial Diploma 2/2014, de 19 de fevereiro de 2014 (cujas regras se encontram em vigor desde 2014)

A primeira alteração introduziu a proibição de extração de areia de praia de modo a recuperar a paisagem marítima e costeira, e também, criação de condições para infraestruturas de melhoria de utilização dessas áreas, beneficiando a população e o setor de turismo.

A segunda alteração introduziu os formulários para fins de licenciamento, cobrindo as atividades de extração de minerais de média e larga-escala.

Recentemente, e não aplicável ao âmbito deste relatório (2015), nos termos do Decreto-Lei n.º 1/2016, de 9 de fevereiro, a Autoridade Nacional do Petróleo e Minerais (ANPM) foi definida como a autoridade responsável pela gestão e regulamentação das atividades deste setor em Timor-Leste.

Atualmente, o diploma n.º1/2008 não é aplicável, uma vez que foi revogado pelo Diploma n.º64/2016 de 16 de novembro. O novo *Ministerial Diploma* vem melhorar os requisitos de licenciamento e introduz princípios que se encontram alinhados ao recém-preparado, Código de Mineração.

Visão Geral da Indústria Extrativa de Timor-Leste em 2015 – Mineração

6.2 Processo de Licenciamento

No que diz respeito ao setor de exploração mineira, as licenças são concedidas por um ano e estão sujeitas a renovação. Quanto a licenças já existentes, terão sido concedidas para atividades de pequena-escala, não existindo licitação.

Pelo Artigo 4 do *Ministerial Diploma 2/2014*, as categorias de minerais incluem: minerais de construção como areia, arenito, ardósia, basalto, diorito e gabro, bem como pedras calcárias e mármore.

Segue-se a classificação de exploração definida no Artigo 7 do *Estatuto Ministerial*:

MICRO ESCALA	PEQUENA ESCALA	MÉDIA ESCALA	LARGA ESCALA
< 30 ton/mês	30 - 150 ton/mês	150 - 250 ton/mês	> 250 ton/mês

Até 2016, a empresa mineira com atividades de extração licenciadas de acordo com o Artigo 8, teriam de pagar uma taxa de extração de acordo com o seguinte:

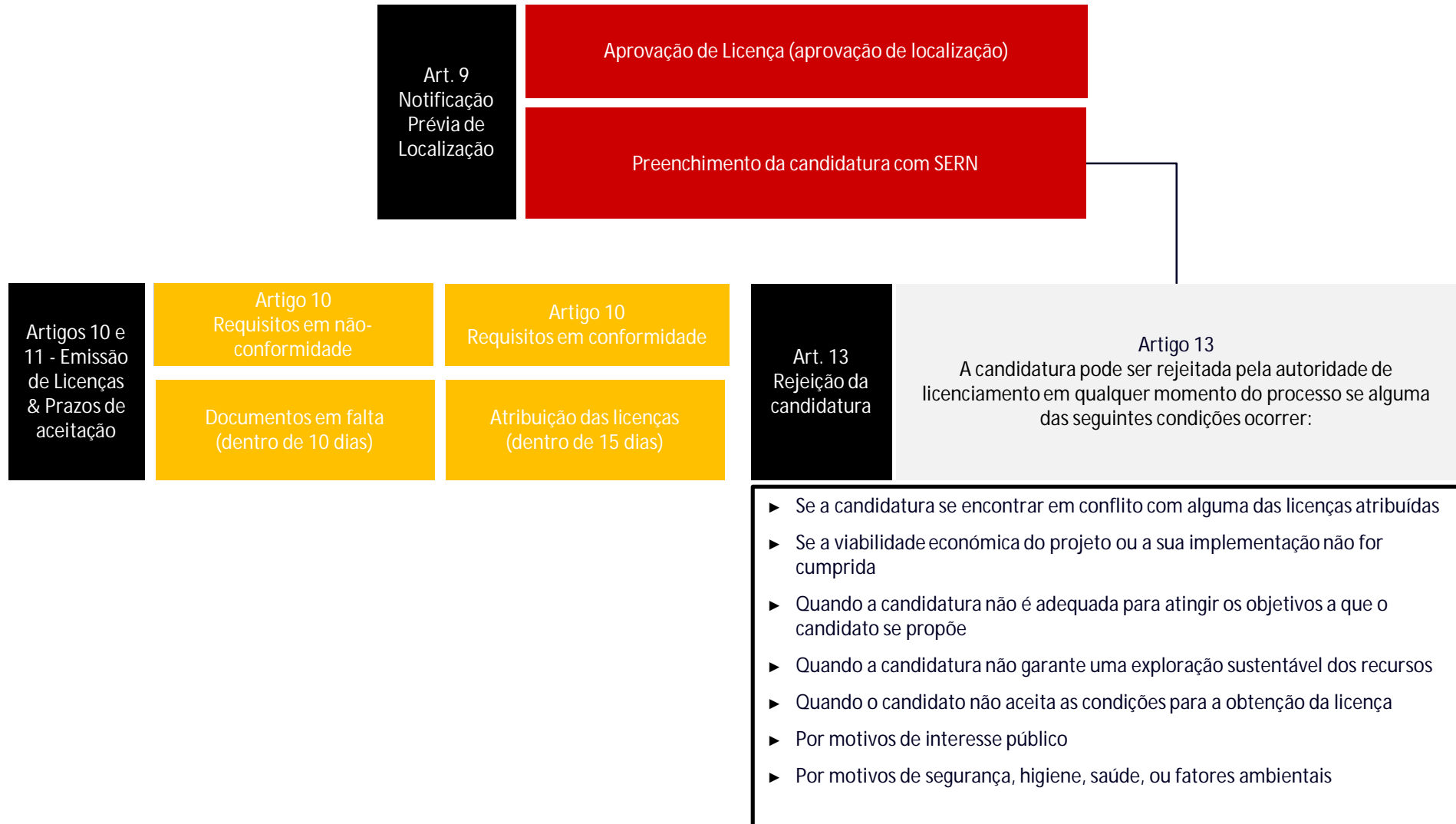
- ▶ Entidade de média-escala: 1,50 USD por tonelada de areia e cascalho extraído; 2,00 USD por tonelada de pedra calcária; e 10 USD por tonelada de mármore
- ▶ Entidade de larga-escala: uma taxa fixa calculada por tonelada com base na produção/quantidade total extraída nos mesmos termos acima apresentados, uma vez que a extração está relacionada com quantidade permitida pela categoria económica e pela empresa em causa.

Os custos de licenciamento (Art. 19) são:

- ▶ Entidade de média-escala: Cem dólares (100 USD)
- ▶ Entidade de larga-escala: Mil dólares (1.000 USD)

6.2 Processo de Licenciamento (continuação)

Processo de licenciamento, antes de 2016



6.2 Processo de Licenciamento (continuação)

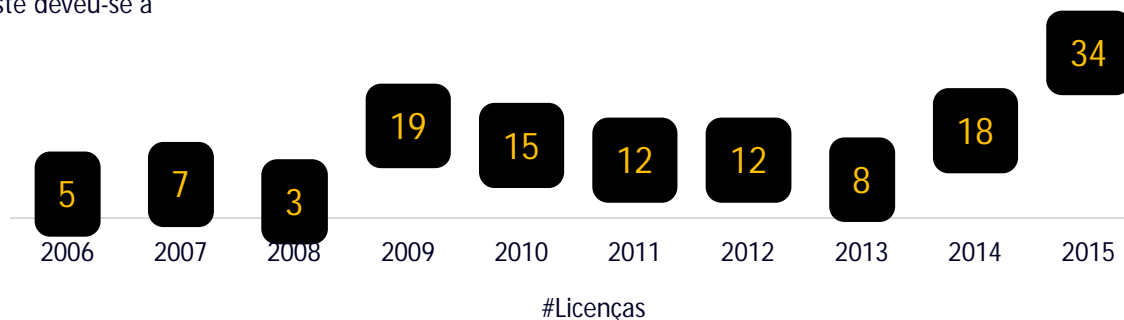
Número de Licenças

De 2006 a 2015, o número de licenças registadas pela Dirasaun Nasional do Minerais, MPRM tem vindo a aumentar (ver anexo B). O aumento verificado em 2015 em relação aos anos anteriores é igualmente significativo. Este deveu-se à 2ª emenda, que facilitou o processo de licenciamento.

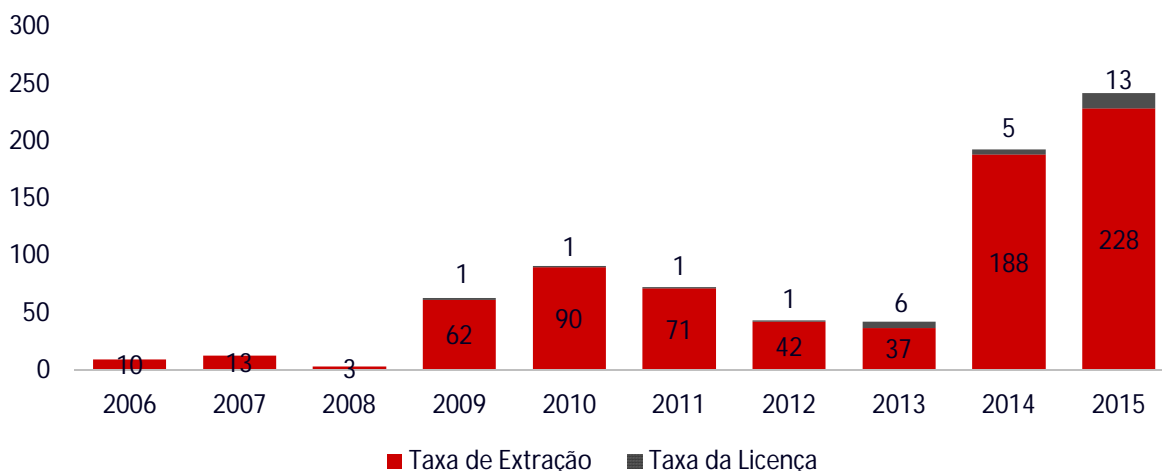
Ver detalhe das licenças no Anexo D.

► Fonte: <http://www.anpm.tl/list-of-licenses-2006-2016/>

Licenças emitidas entre 2006 e 2015



Receitas de Licenciamento Totais (em milhares de USD)



Receitas

Desde 2014, a receita obtida pelas tarifas de extração e licenças no setor mineral têm aumentado de acordo com o gráfico representado. Tal, é devido na sua maioria, à legislação e aos recém-implementados controlos da Autoridade Nacional do Petróleo e Minerais de Timor-Leste.

6.3 Exploração mineira de escala artesanal e de pequena escala (ASM)

De acordo com o EITI *Standard*, Requisito 6.3, os relatórios do EITI devem incluir uma “estimativa informal da atividade do setor, que aborde, mas não necessariamente limitado a, a atividade de exploração mineira artesanal e de pequena-escala”, assim como a contribuição económica do ano fiscal em causa.

No Estudo preliminar, o MSWG verificou que as operações formais/informais de exploração mineira, são predominantemente formas simplificadas de exploração, extração, processamento e transporte. Em Timor-Leste este é ainda tipicamente um setor informal, que apresenta lacunas nos dados estatísticos (relativamente a estatísticas de produção desagregadas por minério e local de exploração).

Relativamente à atividade mineira atual (produção e rendimento resultante), Timor-Leste possui uma escala diminuta, quando comparado ao setor de O&G.

O MSWG considerou o esforço logístico necessário à recolha de informação detalhada, tendo concluído que a nível de tempo e recursos não se justificaria o investimento na obtenção desta informação. A recolha de dados pode ter implicações significativas nos custos, pelo que se conclui que no Estudo Preliminar, as receitas da exploração mineira, são ainda imateriais.



7

Estudo Preliminar (estudo de âmbito)

A EY foi eleita para realizar o Estudo preliminar (estudo de âmbito), de modo a definir o âmbito da conciliação a constar no 8º relatório EITI de Timor-Leste. Esta consiste na primeira etapa do processo.

O objetivo do Estudo preliminar (estudo de âmbito) foi definir com exatidão o âmbito do exercício de conciliação do EITI, os *templates* de reporte, o processo de recolha de dados e a planificação do trabalho de acordo com os Requisitos do EITI (*EITI Standard 2016*). Este exercício permitiu também endereçar as recomendações apresentadas em relatórios anteriores

Metodologia e abordagem

7.1 Administrador Independente

Como Administrador Independente, a EY também executou as seguintes tarefas durante a avaliação técnico-cultural:

- ▶ Identificação das empresas públicas e instituições que têm de estar dentro do âmbito de acordo com o requisito 4.1 do EITI standard.
- ▶ Identificação e listagem das empresas do setor de oil & gas (extrativas) e do setor mineiro de Timor-Leste que tenham feito pagamentos substanciais ao Estado e tenham de estar no âmbito do relatório, de acordo com o requisito 4.1 (c) do EITI standard.
- ▶ Identificação e listagem dos órgãos governamentais que recebem pagamentos substanciais de empresas do setor de oil & gas e do setor mineiro de Timor-Leste que tenham de estar no âmbito do relatório de acordo com o requisito 4.1 (c) do EITI Standard.
- ▶ Identificação qualquer obstáculo legislativo, regulatório, administrativo ou prático para a divulgação completa da receita total de cada fluxo de benefícios acordados no volume necessário para o relatório EITI, incluindo receitas que estão abaixo da materialidade definida, mas significantes para os templates de reporte, de acordo com o requisito 4.1 (d) do EITI Standard
- ▶ Recomendação ao MSWG na definição do nível de desagregação a ser aplicado aos dados a publicar
- ▶ Identificação de procedimentos de auditoria e execução de procedimentos de confirmação nas empresas e instituições públicas envolvidas na elaboração do relatório EITI, a fim de confirmar a conformidade com os requisitos 4.9 (a) EITI. Incluem-se: estudo das leis e estatutos relevantes, quaisquer iniciativas de reforma, e se os procedimentos cumprem os padrões internacionais

Finalmente, a EY emitiu um Estudo Preliminar que teve como base a análise da fase inicial (estudo de âmbito) que foi submetido e aprovado pelo MSWG.

7.2 Âmbito do Trabalho

O âmbito do 8º relatório incide sobre o ano fiscal 2015.

A materialidade definida pelo MSWG, inclui todas as fontes de rendimento acima de 100.000 dólares e empresas com pagamentos materiais acima do mesmo valor, em 2015. O limite permite analisar cerca de 99% das receitas recebidas pelo Governo provenientes de atividades petrolíferas.

Foram considerados:

- ▶ O universo de impostos nacionais (fluxos de receita) pagos ao DNRP e, consequentemente, todos os pagamentos não-fiscais pagos à ANPM ou ao Fundo
- ▶ Uso dos fluxos de receita existentes em Timor-Leste em 2014 (DNRP, ANPM e PF) como base para o cálculo do fluxo de material relevante ao relatório do EITI
- ▶ A informação acima foi conciliada com a informação declarada nas Demonstrações Financeiras do Fundo Petrolífero e da ANPM
- ▶ O montante/% considerado, foi a combinação do total de fluxos de receita (mais de 10) e o total de entidades (cerca de 64 em 2015, incluindo empresas subcontratadas – Ver Anexo A e B) para garantir um *scope* de pelo menos 99%. Tal é alcançável devido ao tamanho e concentração limitados dos *players* do setor (como mencionado em relatórios anteriores do EITI)
- ▶ Dados obrigatórios relativos a pagamentos de cariz social não são ainda recolhidos pelo governo. Contudo, esta informação foi solicitada nos nossos templates de recolha de dados.

De acordo com as informações recebidas pelas entidades governamentais, bem como informações de fontes abertas sobre o recebimento de pagamentos fiscais e não-fiscais em 2015, a base para a determinação do âmbito e incidência do relatório foi obtida.

7.3 Limite de materialidade para a Recolha de Dados

7.3.1 Materialidade

O standard EITI define a materialidade da seguinte forma: "Os pagamentos e receitas são considerados materiais se sua omissão ou distorção afeta significativamente a compreensão do Relatório EITI". Diferentes maneiras para definir a materialidade para o Relatório 2015. O MSWG definiu a materialidade como um valor mínimo de pagamento ao governo (100.000 USD).

7.3.2 Setores

O setor do O&G abrange mais de 99% das receitas fiscais e receitas não-fiscais recebidas da indústria extrativa, em 2015. As entidades no âmbito de análise (contratadas e subcontratadas) representam 99% do valor total de receitas geradas.

As empresas do setor mineiro são de pequena dimensão, pelo que o seu impacto é infimo no total de receita recebido em 2015 (inferior a 250.000 USD).

Tendo em conta os requisitos do standard (referente à definição da materialidade e entidades em análise), o MSWG decidiu incluir apenas o setor de O&G no relatório, tendo sido o setor mineiro incluído como *artisanal and small scale mining* (ASM). Consultar o detalhe da atividade mineira na secção 6.

7.3.3 Empresas Subcontratadas

O MSWG decidiu incluir no relatório as empresas Subcontratadas que fizeram pagamentos a fluxos de receita significativos (fiscais) das atividades O&G, acima da materialidade definido. Tal permitirá a interceção de 2,86% da receita total recebida relacionada com as atividades de O&G em Timor-Leste.

7.3 Limite de materialidade para a Recolha de Dados (continuação)

Listagem de entidades do setor de Oil & Gas (Empresas contratadas, subcontratadas, e Entidades Governamentais) em análise, em seguida:

EMPRESAS DO SETOR OIL & GAS		
Empresas Extrativas e afiliadas envolvidas em operações de oil & gas em Timor-Leste		
CGG Services (Singapore) P/L	Eni JPDA 11-106 B.V.	Woodside Petroleum (Timor Sea 03-20) Pty Ltd
ConocoPhillips (Timor Sea) Pty Ltd	Eni Timor - Leste S.p.A.	Woodside Petroleum Ltd
ConocoPhillips (03-12) Pty Ltd	Inpex Sahul Ltd	Entidades Governamentais
ConocoPhillips (03-13) Pty Ltd	Inpex Timor Sea Ltd	Direção Nacional de Receitas Petrolíferas (DNRP)
ConocoPhillips (Emet) Pty Ltd	Santos JPDA (91-12) Pty Ltd	Autoridade Nacional do Petróleo e Minerais (ANPM)
ConocoPhillips JPDA Pty Ltd	Talisman Resources (JPDA 06-105) Pty Ltd	Banco Central de Timor-Leste (BCTL)
ConocoPhillips Timor-Leste Pty Ltd	TIMOR GAP PSC JPDA 11-106	TIMOR GAP E.P. (SOE)
Eni JPDA 03-13 Limited	Tokyo Timor Sea Resource Pty Ltd	Outras (Pipeline fee)
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Woodside Petroleum (Timor Sea 03-19) Pty Ltd	AusAID (1)
Entidades Subcontratadas		
Air Energy Group Singapore P/L	Cape East Philippines INC	Millenium Offshore Services P/L
Amec Engineering P/L & Clough Engineering Integ. Solutions Services Pty Ltd	CHC Lloyd Helicopters Australia P/L	Neptune Asset Integrity Services Pty Ltd
Amec Engineering P/L	Code Engineering Services P/l	Northern Marine Australia P/L
Bluewater Services International P/L	Eurest Servicos de Suporte (Timor Leste) SA	Schlumberger Australia P/L
Brunel Energy Pty Ltd	Farstad Shipping (Indian Pacific) P/L	Sedco forex International INC
Caltech Unipessoal Lda	FMC Technology Australia Limited	SGS Australia P/L
Cameron Services Inter. P/L	GAP -MHS Aviation TL Lda	Subsea 7 Australia Contracting
	Halliburton Australia P/L	Svitzer Asia P/L
	Interstate Enterprises P/L	Tiderwater Marine Australia P/L

(1) - AusAid é uma organização não-governamental (NGO) que efetua pagamentos anuais relativos à *pipeline fee* (tal como acordado por ambos os Governos)

7.3 Limite de materialidade para a Recolha de Dados (continuação)

7.3.4 Fluxos de Receita

As receitas governamentais das indústrias extrativas consistem em:

- ▶ Receitas não fiscais
- ▶ Receitas fiscais

O fluxo de receita-fiscal das entidades do setor O&G consideradas são:

Fluxos de Receita OIL & GAS	
Receita Fiscal	Descrição (ver secção 5 para mais detalhes)
Imposto sobre o rendimento	Imposto sobre o lucro tributável do contribuinte para cada ano fiscal
Imposto adicional sobre o rendimento	Imposto sobre o rendimento adicional a pagar por uma empresa contratada que tenha um valor líquido acumulado positivo derivado do Projeto Bayu-Undan por um ano fiscal.
IVA	Imposto sobre Bens e Serviços
Imposto retido sobre salários	Imposto sobre o salário dos funcionários (residentes e não residentes).
Retenção de imposto sobre receita de bens e serviços	Este é um imposto em que qualquer pessoa ou empresa que efetua pagamentos deve deduzir dos mesmos, e remeter à <i>National Directorate Petroleum and Minerals Revenue</i> (NDPMR). Os pagamentos sobre os quais incide a WHT são pagamentos a serviços que incluem taxas de gestão e consultoria, comissões, dividendos de aluguer e pagamentos a empreiteiros não residentes.
Imposto adicional	Impostos adicionais pagos, relacionados com o não-cumprimento em preenchimento de formulários fiscais, pagamento de impostos, subavaliação de impostos e a não criação e retenção de registos, juros e penalidades

Os fluxos de receitas não fiscais no setor de Oil & Gas são os seguintes:

Fluxos de Receita OIL & GAS	
Receitas não-fiscais	Descrição
FTP	Pagamento efetuado conseqüentemente à produção de acordo com um PSC, entre o Governo da TL e uma Empresa relativa às vendas de O&G
Royalty	Pagamento de royalties de acordo com um PSC entre o Governo de TL e a Empresa.
Taxa sobre receita de Oil & Gas	Pagamento efetuado conseqüentemente à produção de acordo com um PSC, entre o Governo de TL e uma Empresa, referente ao lucro na venda de O&G.
Taxas Pagas	Contract service fee (JPDA) - Taxa a pagar na área contratada, adquirida com base no valor fixo para a JPDA e no tamanho / km na TLEA.
	Taxa de Desenvolvimento (JPDA) - Aplica-se quando uma descoberta comercial é declarada pela empresa contratada. Taxas têm como base o tamanho da reserva O&G.
	Taxa de dados sísmicos – Taxa baseada nos dados adquiridos dos sistemas de inventário que recolhem dados sísmicos relevantes.
Outros Pagamentos (Pipeline Fee)	Taxa paga pelo Governo da Austrália (na JPDA) e acordada pelo governos de ambos os países

Os números relativos ao imposto sobre o rendimento pagos pelo setor de O&G como um todo, estão disponíveis *online* nos *websites* do governo.

Com base na decisão do MSWG, consideramos uma contribuição significativa aquela acima 100.000 USD da receita total de cada subsector na indústria extrativa conforme discutido e definido pelo MSWG.

7.4 Recolha de Dados

O processo de recolha de dados seguiu as seguintes etapas:

- ▶ Preparação do *draft* do questionário de recolha de dados pela AI (como parte do Estudo preliminar (estudo de âmbito))
- ▶ Discussão e ajuste dos questionários após comentários, observações e recomendações do MSWG
- ▶ Preparação de diferentes questionários para cada uma das entidades governamentais (DNRP, Fundo Petrolífero, BCTL, ANPM), listagem de entidades em análise e de entidades estatais (TIMOR GAP)
- ▶ O secretário Nacional de TL enviou os questionários juntamente com uma carta de apresentação assinada pelo Ministro do petróleo e dos recursos minerais
- ▶ Quando completos pelas empresas e pelas entidades governamentais, os questionários foram enviados por e-mail para o Administrador Independente.
- ▶ O processamento da informação foi efetuado pelo administrador independente
- ▶ Discussão de ajustes/discrepâncias das diferenças obtidas pelo Administrador Independente (por ambas as partes)
- ▶ Elaboração do *draft* das conclusões pelo Administrador Independente e apresentação ao MSWG

Pedidos de informação específicos foram incorporados nos questionários, de forma a abordar as recomendações feitas no último relatório emitido pelo secretariado internacional do EITI.

7.5 Data Quality & Assurance

Método de Assurance no Setor Público

Existem entidades governamentais (como a ANPM e Fundo Petrolífero) que têm um relatório de confirmação, do auditor externo, produzido como parte integrante do seu programa de auditoria e validação de demonstrações financeiras, confirmando as receitas declaradas.

As etapas para os processos de auditoria/*assurance* mencionados anteriormente, devem ser implementadas por lei para todas as entidades públicas do setor extrativo. Por conseguinte, espera-se que os dados solicitados ao AI sejam escrutinados através do processo acima mencionado.

Método de Assurance no Setor Privado

São aplicados diferentes cenários a empresas privadas envolvidas no setor extrativo. O seu desempenho operacional e financeiro é reportado nos relatórios anuais e financeiros, especialmente para empresas públicas ou dependentes do sistema de controlo interno que é, na maioria das entidades, *SOX compliance*.

As leis e regulamentos relativos ao processo de auditoria não são ainda aplicáveis em Timor-Leste. Desde o início do processo de reconciliação do EITI, são necessários dados de elevada confiança, sendo ainda solicitados e recebidos os questionários assinados pelo responsável designado, bem como as Demonstrações Financeiras auditadas (quando aplicável). A partir dos dados e informação externa disponível, elaborámos uma revisão analítica.

Para entidades governamentais e privadas relevantes (ConocoPhillips, Eni, Woodside, ANPM, DNRP, PF e BCTL) e conforme os pagamentos, realizámos reuniões específicas para discutir e perceber a validade dos procedimentos de recolha de dados, validação dos controlos internos (SOX e outros procedimentos efetuados pelos auditores externos), entre outros.

Sempre que existiram diferenças e/ou dúvidas acerca de dados recebidos, solicitámos os documentos e/ou outras informações que suportem a transação (extratos bancários, recibos, cálculos ou outros).

7.6 Outras Considerações

Transporte

O plano de desenvolvimento de Bayu-Undan, consistiu na instalação de um *pipeline* submarino e na construção do complexo Darwin LNG. O *pipeline* de 500 km e 26", fornece gás de Bayu-Undan para ser processado numa instalação com capacidade 3.7 MTPA - Darwin Natural Gas, localizado a Norte no Território da Austrália. O gás é enviado via *pipeline*, onde é convertido em Gás Natural Liquefeito para venda à Tokyo Electric e Tokyo Gas no Japão. Desde 2006, o LPG é enviado em média uma vez por semana aos clientes.

O artigo 8, alínea b), do Tratado do Mar de Timor estabelece que: "Um desembarque via *pipeline* em Timor-Leste estará sob a jurisdição de Timor-Leste. Um desembarque via *pipeline* na Austrália estará sob a jurisdição da Austrália".

Com base na análise efetuada e na continuação da aplicação dos critérios usados em anos anteriores, não foram identificadas receitas de transporte. A taxa do *pipeline* é uma taxa acordada entre os dois países e não uma via de obtenção de receita. Não foram identificados quaisquer outros pagamentos relativos a transportes, feito por empresas contratadas ou subcontratadas.

No other payments related to transportation, made by contractors or subcontratados, were identified.

Provisão de Infraestrutura e Contratos de Permuta

Para o setor do O&G, como anteriormente referido, Timor-Leste segue o mecanismo do PSC. Sob o PSC, todos os arranjos de infraestrutura e troca estão a cargo da empresa respetiva.

A regulamentação acerca da provisão de infraestrutura por empresas privadas não se encontra ainda preparada. Para obtenção de informação unilateral, incorporámos o pedido da informação nos questionários. Com base nas respostas recebidas, concluímos que em Timor-Leste, o conceito de acordos de troca para propósitos práticos, não existe (confirmado pelas informações obtidas nos questionários recebidos por todas as entidades).

Transferências e Pagamentos Subnacionais

Tal como em relatórios anteriores, com base nos procedimentos efetuados para o Estudo preliminar (estudo de âmbito) e considerando a estrutura atual de governação de Timor-Leste (centralizado), não foram detetados pagamentos e transferências subnacionais.

8

8.1 Procedimentos Acordados

Os procedimentos acordados em relação a pagamentos fiscais, não-fiscais e outros pagamentos, incluíram:

- ▶ Obtenção de informação de empresas extrativas e das autoridades governamentais no que toca a pagamentos fiscais, não-fiscais e outros, em 2015;
- ▶ Conciliar os dados das empresas extrativas com os dados das autoridades governamentais para cada tipo de pagamento em cada empresa, para o ano de 2015;
- ▶ Em caso de discrepância, procurou-se obter um esclarecimento quanto à mesma;
- ▶ Com base na justificação dada pelas empresas, se não for possível determinar a causa de tais diferenças, foi pedido às autoridades governamentais o fornecimento de informação detalhada sobre o pagamento em causa;
- ▶ Se com base nas explicações recebidas pela empresa e governo, as diferenças continuarem por explicar ou tiver sido recusada uma explicação adicional, as mesmas são consideradas como diferenças finais, e deverão constar no relatório do EITI.

Reconciliação de Impostos e outros Pagamentos

8.2 Resultados Gerais da Conciliação de Pagamentos

Receitas geradas pelas atividades extrativas de Oil & Gas e atividades suporte

Abaixo apresenta-se uma breve descrição e um resumo do montante total das receitas recebidas pelas entidades governamentais do setor de O&G, e dos montantes em análise:

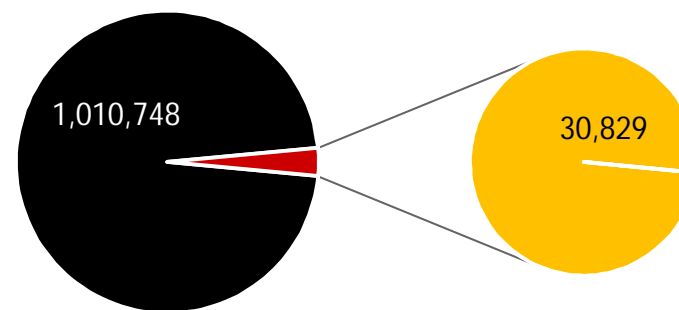
Receitas geradas em 2015	Total	Valores em Milhares de USD	
		Valor Analisado	% Valor Analisado
Total de Receitas Fiscais***	404.825	404.799	99,99%
Total de Receitas Não-Fiscais reportadas pela ANPM	600.028	599.963	99,99%
Total de Receita - Pipeline reportado pela BCTL	5.896	5.896	100,00%
Sub Total da Receita das Empresas extrativas*	1.010.748	1.010.658	99,99%
Total de Receitas dos Subcontratados **	30.829	30.320	98,35%
Total de Receitas das Empresas extrativas e Subcontratados em análise	1.041.577	1.040.978	99,94%
Fora de análise		599	0,06%

* Desagregação no anexo A

** Desagregação no anexo B

*** Valor líquido dos reembolsos de tributação

Receitas Totais em Milhares de USD



■ Oil & Gas - Atividades extrativas ■ Oil & Gas - Atividades suporte

Pagamentos das empresas extrativas de Oil & Gas em análise

Pagamentos Fiscais e Não-Fiscais das empresas extrativas de Oil & Gas e afiliadas a operar em Timor-Leste

O detalhe por empresa dos valores de receitas fiscais reportadas pelo Governo está representado da seguinte forma:

Das 24 empresas que apresentaram pagamentos em atividades petrolíferas a entidades governamentais (DNRP, ANPM, BCTL e o Fundo Petrolífero), 22 estão em análise (pagamentos acumulados acima da materialidade). O valor total em análise da receita fiscal é de 1.011 milhões de USD (cerca de 97% da receita total – incluindo subcontratados).

Entities	Valores em USD													
	Imposto sobre o rendimento	Imposto Adicional sobre o Rendimento	IVA – JPDA	Imposto retido sobre salários	Retenção de imposto sobre receita de bens e serviços	Imposto Adicional	FTP	Royalties	Receita de Oil	Taxa de serviços de Contrato	Taxa de Desenvolvimento	Taxa de dados sísmicos	Pipeline	Total reportado pelo Governo
AUSAID	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.896.000	5.896.000
CGG Services (Singapore) P/L	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	219.238	-	219.238
ConocoPhillips (Timor Sea) Pty Ltd	16.305.587	14.741.310	-	-	387.059	-	-	-	38.690.113	-	-	-	-	70.124.068
ConocoPhillips (03-12) Pty Ltd	50.795.985	52.349.292	22.685.851	6.404.443	5.898.464	-	92.342.307	-	134.150.322	160.000	-	-	-	364.786.664
ConocoPhillips (03-13) Pty Ltd	12.790.063	9.905.789	-	-	262.743	-	-	-	26.246.937	160.000	3,035,550	-	-	52.401.082
ConocoPhillips (Emet) Pty Ltd	2.603.881	1.745.981	-	-	45.650	-	-	-	4.563.179	-	-	-	-	8.958.691
ConocoPhillips JPDA Pty Ltd	30,907.458	28.440.315	-	-	750.621	-	-	-	74.983.884	-	-	-	-	135.082.278
ConocoPhillips Timor-Leste Pty Ltd	-	-	-	280.829	-	-	-	-	-	-	-	-	-	280.829
Eni JPDA 03-13 Limited	11.597.980	12.518.000	-	-	537.129	-	-	-	53.217.616	-	-	-	-	77.870.725
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	-	-	13.709.389	318.332	9.676.902	-	2.399.724	-	521.766	160.000	325,000	-	-	26.067.581
Eni JPDA 11-106 B.V.	-	-	-	-	99	-	-	-	-	80.000	-	-	-	80.099
Eni Timor - Leste S.p.A.	-	-	-	-	45.996	-	-	-	-	-	-	-	-	45.996
Inpex Sahul Ltd	47.454.364	21.250.139	-	-	555.981	-	-	-	66.947.500	-	-	-	-	136.207.984
Inpex Timor Sea Ltd	-	-	-	-	6.589	-	-	1.742.984	632.856	-	-	-	-	1.116.717
Santos JPDA (91-12) Pty Ltd	3.765.214	18.793.193	-	-	460.385	-	-	-	55.643.015	-	-	-	-	78.661.807
Talisman Resources (JPDA 06-105) Pty Ltd	-	-	-	-	-	-	1.499.837	-	326.094	-	-	-	-	1.173.742
Tokyo Timor Sea Resource Pty Ltd	22.764.204	8.509.005	-	-	450.372	-	-	-	44.556.570	-	-	-	-	76.280.151
Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd	-	-	-	23.861	2.000	-	-	-	-	160.000	-	-	-	185.861
Woodside Petroleum (Timor Sea 20) Pty Ltd	-	-	-	-	-	-	-	-	-	160.000	-	-	-	160.000
Woodside Petroleum Ltd	-	-	-	-	-	-24.947.282	-	-	-	-	-	-	-	-24.947.282
TIMOR GAP PSC JPDA 11-106	-	-	-	-	5.616	-	-	-	-	-	-	-	-	5.616
TIMOR GAP E.P. (SOE)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	198.984.736	168.253.023	36.395.241	7.027.466	19.085.606	-24.947.282	92.342.307	5.642.544	497.518.419	880.000	3.360.550	219.238	5.896.000	1.010.657.848

Note-se que no Relatório de 2014 divulgámos que Santos tinha uma compensação fiscal de 23 milhões de USD quando era uma compensação fiscal do imposto sobre o rendimento e imposto sobre lucros adicionais de 11,6 milhões USD e 5,7 milhões de USD respetivamente..

As duas entidades que não estão em análise são: Japan Energy E P JPDA Pty Ltd e Oilx (JPDA 06-103) Ltd. O detalhe dos valores recebidos pelo Governo destas entidades estão detalhados no Anexo A e representam 86 milhares de USD de receita total.

Pagamentos das empresas extrativas de Oil & Gas – Resultados da Conciliação

O processo de conciliação foi descrito na seção 8.1. De seguida, é apresentado o resumo da diferenças entre os montantes pagos pelas empresas extrativas e os montantes recebidos pelas atividades governamentais:

Entities	Reportado pela Entidade	Pré-reconciliação Reportado pelo Governo	Diferenças iniciais	Ajustamentos			Reportado pela Entidade	Valores em USD	
				Ajustamentos das Entidades	Ajustamentos fo Governo	Pós-reconciliação Reportado pelo Governo		Diferenças não conciliadas	
AUSAID	5.896.000	5.896.000	-	-	-	-	5.896.000	5.896.000	-
CGG	219.238	219.238	-	-	-	-	219.238	219.238	-
ConocoPhillips (Timor Sea) Pty Ltd	68.931.247	70.124.068	1.192.821	-	-	1.193.121	68.931.247	68.930.947	- 300
ConocoPhillips (03-12) Pty Ltd	370.265.335	364.786.664	- 5.478.671	-	-	5.478.671	370.265.335	370.265.335	- 0
ConocoPhillips (03-13) Pty Ltd	47.619.728	52.401.082	4.781.354	-	-	4.781.354	47.619.728	47.619.728	0
ConocoPhillips (Emet) Pty Ltd	8.344.495	8.958.691	614.196	-	-	614.196	8.344.495	8.344.495	-
ConocoPhillips JPDA Pty Ltd	136.032.278	135.082.278	- 950.000	-	-	950.000	136.032.278	136.032.278	-
ConocoPhillips Timor-Leste Pty Ltd	280.830	280.829	- 0	-	-	0	280.830	280.829	- 1
Eni JPDA 03-13 Limited	77.870.903	77.870.725	- 178	-	-	-	77.870.903	77.870.725	- 178
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	26.068.261	26.067.581	- 680	-	-	-	26.068.261	26.067.581	- 680
Eni JPDA 11-106 B.V.	80.099	80.099	-	-	-	-	80.099	80.099	-
Eni Timor - Leste S.p.A.	45.996	45.996	-	-	-	-	45.996	45.996	-
Inpex Sahul Ltd	137.606.969	136.207.984	- 1.398.986	-	3.387	1.395.599	137.603.583	137.603.583	-
Inpex Timor Sea Ltd	2.648.665	1.116.717	- 1.531.948	-	0	1.531.948	2.648.665	2.648.665	-
Santos JPDA (91-12) Pty Ltd	79.053.455	78.661.807	- 391.648	-	391.648	-	78.661.807	78.661.807	- 0
Talisman Resources (JPDA 06-105) Pty Ltd	991.198	1.173.742	182.544	182.544	-	-	1.173.742	1.173.742	-
Tokyo Timor Sea Resource Pty Ltd (TTSR)	76.280.150	76.280.151	1	-	-	1	76.280.150	76.280.150	- 0
Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd	185.661	185.861	200	-	-	-	185.661	185.861	200
Woodside Petroleum (Timor Sea 20) Pty Ltd	160.000	160.000	-	-	-	-	160.000	160.000	-
Woodside Petroleum Ltd	- 24.947.282	- 24.947.282	-	-	-	-	- 24.947.282	- 24.947.282	-
TIMOR GAP PSC JPDA 11-106	7.992	5.616	- 2.376	-	2,376	-	5.616	5.616	-
TIMOR GAP E.P. (SOE)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	1.013.641.220	1.010.657.848	- 2.983.372	-	214.867	2.767.545	1.013.426.353	1.013.425.394	- 959

Ver nas páginas seguintes a descrição dos ajustamentos feitos durante o processo de conciliação.

Pagamentos das empresas extrativas de Oil & Gas – Conciliação dos Ajustamentos do Governo

Ajustamentos efetuados no valor reportado pelo Governo:

Entidades	Valores em USD										
	Imposto sobre o rendimento	Imposto Adicional sobre o Rendimento	IVA – JPDA	Retenção de imposto sobre receita de bens e serviços	Royalties	Receita de Oil	Taxa de serviços de Contrato	Taxa de Desenvolvimento	Ajustamentos Totais	Notas	
ConocoPhillips (Timor Sea) Pty Ltd	- 1.193.121	-	-	-	-	-	-	-	-	1.193.121	
ConocoPhillips (03-12) Pty Ltd	2.443.121	-	1.022.661	- 1.022.661	-	-	-	3.035,50	-	5.478.671	
ConocoPhillips (03-13) Pty Ltd	-1.585.804	-	-	-	-	-	- 160.000	- 3.035.550	-	4.781.354	
ConocoPhillips (Emet) Pty Ltd	- 614.196	-	-	-	-	-	-	-	-	614.196	
ConocoPhillips JPDA Pty Ltd	950.000	-	-	-	-	-	-	-	-	950.000	
ConocoPhillips Total	-	-	1.022.661	- 1.022.661	-	-	- 160.000	-	-	160.000	(1)
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	-	-	-	-	- 68.609	68.609	-	-	-	-	
ENI Total	-	-	-	-	- 68.609	68.609	-	-	-	-	(2)
Inpex Sahul Ltd	- 52.063	1.447.662	-	-	-	-	-	-	-	1.395.599	(3)
Inpex Timor Sea Ltd	1.531.948	-	-	-	-	-	-	-	-	1.531.948	(4)
Inpex Total	1.479.885	1.447.662	-	-	-	-	-	-	-	2.927.547	
Santos JPDA (91-12) Pty Ltd	4.331.980	- 4.331.980	-	-	-	-	-	-	-	-	(5)
Tokyo Timor Sea Resource Pty Ltd (TTSR)	- 1.875.656	1.875.655	-	-	-	-	-	-	-	1	(6)
Total	3.936.209	- 1.008.663	1.022.661	- 1.022.661	- 68.609	68.609	- 160.000	-	-	2,767.545	

O tipo de ajustamento identificados no valores reportados pelas entidades governamentais:

- ▶ Compensações tributárias;
- ▶ Impostos recebidos incorretamente classificados;
- ▶ Impostos recebidos incorretamente alocados às entidades;
- ▶ Impostos recebidos reportados fora do período em âmbito.
- ▶ Os ajustamentos de conciliação são apresentados por entidade e por tipo de recebimento e foram apoiados por evidências adequadas.

1) Ajustamentos nos valores reportados referentes à Conocophillips

(1a) Os valores do Imposto sobre o Rendimento reportados pela DNRP foram classificados incorretamente em diferentes entidades do Grupo Conocophillips.

(1b) A DNRP reportou 1.022.661 USD como pagamento de WHT e deveria ter sido considerado como IVA – JPDA. O ajustamento é apenas uma reclassificação entre diferentes fluxos de receita (WHT e IVA-JPDA).

(1c) Diferença temporal de uma taxa de serviços contratuais no valor de 160,000 USD devido a um pagamento efetuado à ANPM em 2016 mas reportado pela ANPM incorretamente em 2015.

Pagamentos das empresas extrativas de Oil & Gas – Conciliação dos Ajustamentos do Governo

Ajustamentos efetuados no valor reportado pelo Governo (continuação):

(1d) Ajustamento referente à taxa de desenvolvimento do Contrato de Partilha de Produção (PSC) de Bayu Undan. A ANPM normalmente emite duas faturas para cada entidade: PSC (ConocoPhillips (03-12) Pty Ltd e ConocoPhillips (03-13) Pty Ltd), contudo normalmente a ConocoPhillips regista as duas numa mesma entidade (ConocoPhillips 03-12 Pty Ltd). O ajustamento foi apenas uma reclassificação entre entidades, o valor total reportado por ambas as partes não apresentava diferenças.

2) Ajustamentos nos valores reportados referentes à Eni JPDA 06-105 Pty Ltd

Baseada na informação recebida, a ANPM reportou 68.609 USD como um Royalty quando era na realidade um pagamento de Receita de Oil. O ajustamento foi apenas uma reclassificação entre fluxos de receita, o valor total reportado não apresentava diferenças.

3) Ajustamento nos valores reportados referentes à Inpex Sahul Ltd

A compensação fiscal reportada pela Inpex Sahul Ltd no valor de 1.396.599 USD não reportado inicialmente pela DNRP. Esta compensação do imposto sobre o rendimento 2015 está relacionada ao excesso de pagamento de Corporate Imposto sobre o rendimento (707 milhares de USD) e de Imposto Adicional sobre os Rendimentos (689 milhares de USD) em 2013. Esses valores correspondem à compensação fiscal total da Inpex Sahul Ltd para 2015.

4) Ajustamento nos valores reportados referentes à Inpex Timor Sea

A compensação fiscal reportada pela Inpex Timor Sea no valor de 1.531.948 USD não foi reportada inicialmente pela DNRP. Esta compensação está relacionada ao pagamento em excesso do Corporate Imposto sobre o rendimento em 2013.

5) Ajustamento nos valores reportados referentes à Santos JPDA (91-12) Pty Ltd

A DNRP reportou 4.331.980 USD como um pagamento de Imposto Adicional sobre os Rendimentos quando deveria ter sido de Imposto sobre o rendimento. O ajustamento feito, depois de recebida informação suporte, foi uma reclassificação entre Imposto Adicional sobre os Rendimentos e Imposto sobre o rendimento nos valores reportados pela DNRP.

6) Ajustamento nos valores reportados referentes à Tokyo Timor Sea Resource Pty Ltd (TTSR)

A DNRP reportou 1.875.656 USD como um pagamento de Imposto sobre o rendimento quando deveria ter sido de um pagamento de Imposto Adicional sobre os Rendimentos. O ajustamento feito, depois de recebida informação suporte, foi uma reclassificação entre Imposto sobre o rendimento e Imposto Adicional sobre os Rendimentos nos valores reportados pela DNRP.

Pagamentos das empresas extrativas de Oil & Gas – Conciliação dos Ajustamentos das Entidades

Ajustamentos feitos nos valores reportados pelas Entidades:

Os ajustamentos da conciliação estão apresentados por Entidade e por tipo de receita e foram suportados por evidências adequadas.

9) Ajustamentos efetuados no valor reportado pela Inpex Timor Sea Ltd:

O valor líquido dos ajustamentos efetuados é zero (ver nota 9). Com base na informação recebida, foram apenas reclassificações entre fluxos de receita e o valor total reportado por ambas as partes não apresentou diferenças.

Entidades	Valores em USD						Notas	
	Retenção de imposto sobre receita de bens e serviços	FTP	Royalties	Receita de Oil and Gas	Ajustamentos Totais			
ConocoPhillips (03-12) Pty Ltd	-	6.727	-	-	6.727	-	(7)	
Inpex Sahul Ltd	-	-	-	-	3.387	-	3.387	(8)
Inpex Timor Sea Ltd	-	-	1.110.128	1.742.984	-	632.856	-	(9)
Santos JPDA (91-12) Pty Ltd	46.039	-	-	-	437.687	-	391.648	(10)
Talisman Resources (JPDA 06-105) Pty Ltd	-	-	508.638	-	326.094	-	182.544	(11)
TIMOR GAP PSC JPDA 11-106	-	2.376	-	-	-	-	2.376	(12)
Total	43.662	-	1.103.401	2.251.622	-	1.406.750	-	214.867

7) Ajustamentos efetuados no valor reportado pela ConocoPhillips (03-12) Pty Ltd:

O ajustamento foi confirmado pela Conocophilips.

O valor reportado pela Conocophilips (03-12) Pty Ltd estava classificado incorretamente. A Conocophilips reportou 6.727 USD como um pagamento Receita de Oil e deveria ter sido FTP.

8) Ajustamentos efetuados no valor reportado pela Inpex Sahul:

Classificação incorreta de fluxo de receita não-fiscal – O valor total de 3.387 foi reportado pela Inpex Sahul Ltd como valor não fiscal de Receita de Oil & gas em vez de um valor de juros pago à ANPM (Juros não estão em análise neste relatório).

10) Ajustamentos efetuados no valor reportado pela Santos JPDA (91-12) Pty Ltd:

Os ajustamentos foram confirmados por esta entidade da seguinte forma:

(10a) O pagamento de WHT de 46.039 USD estava inicialmente reportado em 2014 mas foi apenas pago em in 2015, por esta razão foi ajustado aos valores reportados em 2015.

(10b) A diferença em Royalties no valor de 437.551 USD deve-se a um erro do sistema da Santos JPDA. O valor de 136 USD diz respeito a custos bancários.

Depois de reportado, a entidade identificou o erro e informou-nos acerca do valor final para o pagamento de Receita de Oil que estava de acordo com o valor reportado pela ANPM.

Pagamentos das empresas extrativas de Oil & Gas - Conciliação dos Ajustamentos das Entidades

Ajustamentos feitos nos valores reportados pelas Entidades (continuação):

11) Ajustamentos efetuados no valor reportado pela Talisman Resources (JPDA 06-105) Pty Ltd:

A diferença nos valores de Royalties e Receita de Oil & Gas é justificada pelo facto de inicialmente a Talisman Resources ter reportado os valores não fiscais do ano de 2015 em vez dos valores pagos em 2015.

O valor final pago em 2015 os valores não fiscais desde Novembro de 2014 e não incluem o valor fiscal de Dezembro 2015.

12) Ajustamentos efetuados no valor reportado pela TIMOR GAP PSC JPDA 11-106

A diferença foi encontrada pela TIMOR GAP PSC JPDA 11-106 e foi justificada pelo facto de ter sido inicialmente reportado o valor pago em 2014. O valor final pago em 2015 foi de 5.616 USD e foi confirmado pela BCTL..

De acordo com a BCTL este valor fiscal deveria ter sido creditado à conta da CFET em vez de ter sido à conta do Fundo Petrolífero no dia 31 de Agosto de 2015.

Pagamentos das empresas extrativas de Oil & Gas – Diferenças não conciliadas

Com base nos resultados finais, as diferenças não conciliadas são de aproximadamente -1.095 USD. Este valor representa cerca de 0.00% da receita total das indústrias extrativas.

Ver abaixo os resultados finais e o facto que 99.99% dos pagamentos das empresas extrativas foi conciliada.

Note-se que após o processo de conciliação estar terminado, as receitas finais reportadas pelo Governo e os valores dos pagamentos reportados pelas entidades analisadas foram confirmados em 1.013 Milhões de USD. O valor total das diferenças não conciliadas é de -1.095 USD.



Entidades	Valores em USD	
	Diferenças não conciliadas	
<u>Outras diferenças (em US\$)</u>		
ConocoPhillips (Timor Sea) Pty Ltd	-	300
Eni JPDA 03-13 Limited	-	178
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	-	680
Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd		200
Total	-	959



Pagamentos das Empresas Subcontratadas em análise

Pagamentos Fiscais das Empresas Subcontratadas

O detalhe por empresa dos valores das receitas fiscais reportadas pelo Governo está apresentado da seguinte forma:

Das 40 empresas sub-contratadas que têm montantes pagos à DNRP, identificámos 25 entidades que efetuaram pagamentos acima da materialidade definido às entidades governamentais em análise. O montante total em análise é de 30,3 Milhões de USD (2.91% da receita total).

Empresas Subcontratadas	Imposto sobre o rendimento	Imposto retido sobre salários	Retenção de imposto sobre receita de bens e serviços	Imposto Adicional	Valores em USD
					Total reportado pelo Governo
Air Energy Group Singapore P/L	-	224.203	-	400	224.603
Amec Engineering P/L & Clough Engineering Integ. Solutions Services Pty Ltd	4.995.482	-	948.500	44.637	5.988.619
Amec Engineering P/L	-	258.915	-	12.401	271.316
Bluewater Services International P/L	-	1.318.466	-	-	1.318.466
Brunel Energy Pty Ltd	6.264	94.594	-	23.649	124.506
Caltech Unipessoal Lda	42.708	565.544	11.872	-	620.124
Cameron Services Inter. P/L	545.481	82.837	95.053	-	723.371
Cape East Philippines INC	-	1.252.654	-	131.663	1.384.317
CHC Lloyd Helicopters Australia P/L	-	647.117	17.375	90.156	754.648
Fircroft Australia Pty Ltd	370.634	1.376.045	-	-	1.746.680
Eurest Servicos de Suporte (Timor Leste) SA	457.180	28.221	25.762	-	511.163
Farstad Shipping (Indian Pacific) P/L	-	977.393	-	11.150	988.543
FMC Technology Australia Limited	268.154	4.678	-	-	272.832
GAP -MHS Aviation TL Lda	-	74.821	6.447	49.611	130.879
Halliburton Australia P/L	939.044	34.641	72.619	-	1.046.304
Interstate Enterprises P/L	-	376.363	1.028	-	377.391
Millenium Offshore Services P/L	566.498	208.364	1.278.834	-	2.053.696
Neptune Asset Integrity Services Pty Ltd	636.393	233.214	148.164	14.716	1.032.486
Northern Marine Australia P/L	-	168.943	-	-	168.943
Schlumberger Australia P/L	3.424.824	60.244	43.164	-	3,528.233
Sedco forex International INC	-	1.207.764	4.265.748	29.521	5.503.032
SGS Australia P/L	84.116	195.140	5.568	-	284.824
Subsea 7 Australia Contracting	-	324.845	582.404	-	907.250
Svitzer Asia P/L	-	216.854	4.505	-	221.359
Tiderwater Marine Australia P/L	-	136.811	-	-	136.811
Total	12.336.778	10.068.672	7.507.042	407.904	30.320.396

Pagamentos das Empresas Subcontratadas – Resultados da Conciliação

O processo de conciliação foi descrito na secção 8.1. As diferenças notadas entre os montantes pagos pelas empresas subcontratadas e os montantes recebidos pelas entidades governamentais são as seguintes:

Os resultados finais da conciliação incluem apenas as empresas subcontratadas em análise incluindo as entidades que não responderam.

Empresas Subcontratadas	Pré-Reconciliação			Ajustamentos		Valor em USD Pós-Reconciliação			Resultados após conciliações
	Reportado pela entidade	Reportado pelo Governo	Resultados Iniciais	Ajustamentos pelas entidades	Ajustamentos pelo Governo	Reportado pelas entidades	Reportado pelo Governo		
Air Energy Group Singapore P/L	-	224.603	224.603	-	-	-	224.603	224.603	
Amec Engineering P/L & Clough Engineering Integ. Solutions Services Pty Ltd	1.678.135	5.988.619	4.310.484	4.310,84	-	5.988.619	5.988.619	-	
Amec Engineering P/L	-	271.316	271.316	-	-	-	271.316	271.316	
Bluewater Services International P/L	1.325.371	1.318.466	6.904	6.437	-	1.318.934	1.318.466	468	
Brunel Energy Pty Ltd	119.971	124.506	4.536	4.536	-	124.506	124.506	-	
Caltech Unipessoal Lda	879.127	620.124	259.003	258.731	-	620.396	620.124	272	
Cameron Services Inter. P/L	-	723.371	723.371	-	-	-	723.371	723.371	
Cape East Philippines INC	1.384.318	1.384.317	1	-	-	1.384.318	1.384.317	1	
CHC Lloyd Helicopters Australia P/L	694.543	754.648	60,105	34.449	-	728.992	754.648	25.656	
Fircroft Australia Pty Ltd	1.582.540	1,746.680	164.139	142.078	-	1.724.618	1.746.680	22.062	
Eurest Servicos de Suporte (Timor Leste) SA	-	511.163	511.163	-	-	-	511.163	511.163	
Farstad Shipping (Indian Pacific) P/L	-	988.543	988.543	-	-	-	988.543	988.543	
FMC Technology Australia Limited	-	272.832	272.832	-	-	-	272.832	272.832	
GAP -MHS Aviation TL Lda	348.872	130.879	217.992	7.380	-	341.492	130.879	210.612	
Halliburton Australia P/L	1.046.489	1.046.304	185	-	-	1.046.489	1.046.304	185	
Interstate Enterprises P/L	187.953	377.391	189.438	-	-	187.953	377.391	189.438	
Millenium Offshore Services P/L	6.307.854	2.053.696	4.254.158	3.105.959	922.211	3.201.895	2.975.907	225.988	
Neptune Asset Integrity Services Pty Ltd	455.594	1.032.486	576.892	576.892	-	1.032.486	1.032.486	-	
Northern Marine Australia P/L	-	168.943	168.943	-	-	-	168.943	168.943	
Schlumberger Australia P/L	1.200.000	3.528.233	2.328.233	2.328.233	-	3.528.233	3.528.233	-	
Sedco forex International INC	5.503.032	5.503.032	-	-	-	5.503.032	5.503.032	-	
SGS Australia P/L	-	284.824	284.824	-	-	-	284.824	284.824	
Subsea 7 Australia Contracting	907.250	907.250	0	-	0	907.250	907.250	-	
Svitzer Asia P/L	-	221.359	221.359	-	-	-	221.359	221.359	
Tiderwater Marine Australia P/L	120.356	136.811	16.455	16.455	-	136.811	136.811	-	
Total	23.741.404	30.320.396	6.578.992	4.034.619	922.211	27.776.023	31.242.607	3.466.585	

Ver a seguir a descrição dos ajustamentos feitos durante o processo de conciliação.

Pagamentos das Empresas Subcontratadas – Resultados da Conciliação

O valor total das diferenças iniciais está representado abaixo:

Descrição	Valor em USD	% do valor final reportado pelo governo
Valor total reportado inicialmente pelo Governo	30.320.396	97%
Ajustamentos pelas entidades governamentais	922.211	3%
Valor total de receita reportada pelo Governo	31.242.607	
Valor total reportado inicialmente pelas empresas subcontratadas	23.741.404	76%
Ajustamentos das entidades	4.034.619	13%
Valor total de receita reportada pelas entidades subcontratadas	27.776.023	
Entidades que não responderam	,666.955	12%
Valor final não conciliado -	200.370	-1%

- ▶ O valor total não reportado inicialmente pelas entidades foi de 4.034.619 USD e está descrito por entidade nas páginas seguintes.
- ▶ O valor total não reportado inicialmente pelo Governo foi de 922.211 e está descrito nas páginas seguintes.
- ▶ O valor total não conciliado é de -200.370, um valor que não é significativo quando comparado com o valor total validado.

- ▶ Das 25 entidades em análise, não obtivemos resposta para 9 entidades: Air Energy Group Singapore P/L, Amec Engineering P/L, Cameron Services Inter. P/L, Eurest Servicos de Suporte (Timor Leste) SA, Farstad Shipping (Indian Pacific) P/L, FMC Technology Australia Limited, Northern Marine Australia P/L, SGS Australia P/L e Svitzer Asia P/L. O valor total reportado pelo Governo referentes a estas entidades que não responderam foi de 3.666.955 USD.

O detalhe por imposto, não confirmado pelas entidades que não responderam é apresentado da seguinte forma:

Descrição	Valor em USD Reportado pelo Governo
Imposto sobre o rendimento	1.354.931
Imposto retido sobre salários	2.157.185
Retenção de imposto sobre receita de bens e serviços	130.888
Imposto Adicional	23.951
Total	3.666.955

Pagamentos das Empresas Subcontratadas – Ajustamentos

Os ajustamentos efetuados são apresentados por Entidade e por tipo de receipt, e foram suportados por suportes adqueados.

Ajustamentos efetuados nos valores reportados pelas entidades governamentais:

Entidades subcontratadas	Imposto sobre o rendimento	Branch Profits Tax	Imposto retido sobre salários	Retenção de imposto sobre receita de bens e serviços	Imposto Adicional	Valores em USD
						Total
Millenium Offshore Services P/L	172.593	-	154,153	595,465	-	922,211
Total	172,593	-	154,153	595,465	-	922,211

O ajustamento pelo governo, de 922.211 USD, está relacionado com uma compensação fiscal não reportada inicialmente pela DNRP.

Ajustamentos efetuados no valor reportado pelas empresas subcontratadas:

Entidades subcontratadas	Imposto sobre o rendimento	Branch Profits Tax	Imposto retido sobre salários	Retenção de imposto sobre receita de bens e serviços	Imposto Adicional	Valores em USD
						Total
Amec Engineering P/L & Clough Engineering Integ. Solutions Services Pty Ltd	4.161.511	-	-	148.973	-	4.310.484
Bluewater Services International P/L	-	-	6.437	-	-	6.437
Brunel Energy Pty Ltd	230	-	4.306	-	-	4.536
Caltech Unipessoal Lda	-	5.766	251.192	1.773	-	258.731
CHC Lloyd Helicopters Australia P/L	-	-	34.449	-	-	34.449
Fircroft Australia Pty Ltd	8.378	-	133.700	-	-	142.078
GAP -MHS Aviation TL Lda	-	-	7.060	320	-	7.380
Millenium Offshore Services P/L	-	3.105.959	-	-	-	3.105.959
Neptune Asset Integrity Services Pty Ltd	636.393	192.962	64.858	53.888	14.716	576.892
Schlumberger Australia P/L	2.224.824	-	60.244	43.164	-	2.328.233
Tiderwater Marine Australia P/L	-	-	16.455	-	-	16.455
Total	3.919.611	-	192.962	49.323	243.931	4.034.619

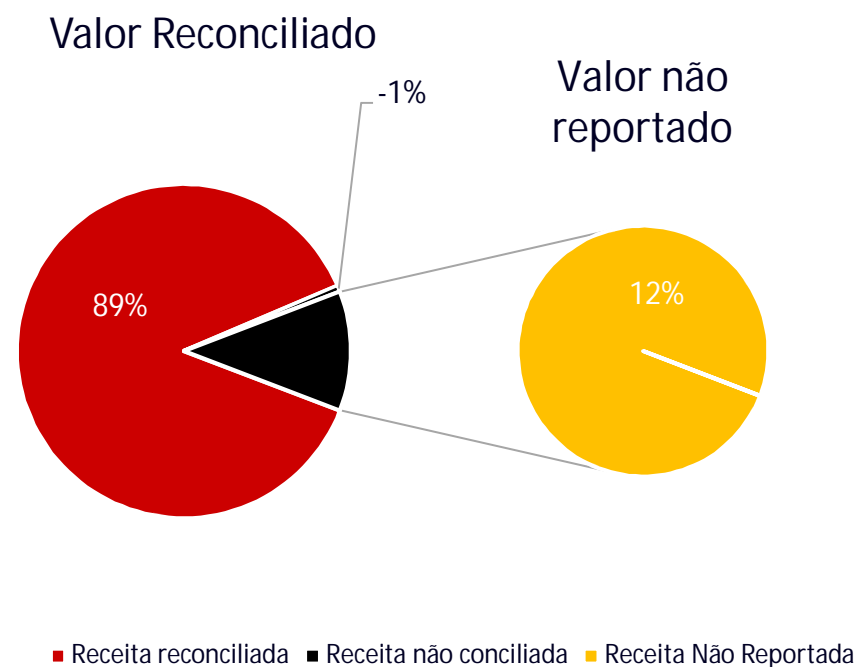
Todos os ajustamentos efetuados foram explicados pelo facto da Entidade ter reportado inicialmente o valor fiscal devido a 2015 em vez do valor efetivamente pago em 2015. Obtivemos evidências adequadas de todos os ajustamentos.

Pagamentos das Empresas Subcontratadas – Diferenças não conciliadas

Em baixo, está o sumário das diferenças não conciliadas por empresa depois do processo de conciliação:

Empresas subcontratadas	Valores em USD		
	Reportado pela Entidade	Reportado pelo Governo	Resultados após conciliação
<u>Differences not reconciled</u>			
Bluewater Services International P/L	1.318.934	1.318.466	- 468
Caltech Unipessoal Lda	620.396	620.124	- 272
Cape East Philippines INC	1.384.318	1.384.317	- 1
CHC Lloyd Helicopters Australia P/L	728.992	754.648	25.656
Fircroft Australia Pty Ltd	1.724.618	1.746.680	22.062
GAP -MHS Aviation TL Lda	341.492	130.879	- 210.612
Halliburton Australia P/L	1.046.489	1.046.304	- 185
Interstate Enterprises P/L	187.953	377.391	189.438
Millenium Offshore Services P/L	3.201.895	2.975.907	- 225.988
Total Differences not reconciled			- 200.370
<u>Not reported</u>			
Air Energy Group Singapore P/L	-	224.603	224.603
Amec Engineering P/L	-	271.316	271.316
Cameron Services Inter. P/L	-	723.371	723.371
Eurest Servicos de Suporte (Timor Leste) SA	-	511.163	511.163
Farstad Shipping (Indian Pacific) P/L	-	988.543	988.543
FMC Technology Australia Limited	-	272.832	272.832
Northern Marine Australia P/L	-	168.943	168.943
SGS Australia P/L	-	284.824	284.824
Svitzer Asia P/L	-	221.359	221.359
Total Not reported			3.666.955
Total			3.466.585

Com base nos resultados finais, concluímos que as diferenças não conciliadas são essencialmente devidas às entidades que não submeteram o seu template de reporte (3,5 Milhões de USD não conciliados). Este valor representa cerca de 12% do valor total recebido de empresas subcontratadas, mas apenas cerca de 0,35% da receita total.

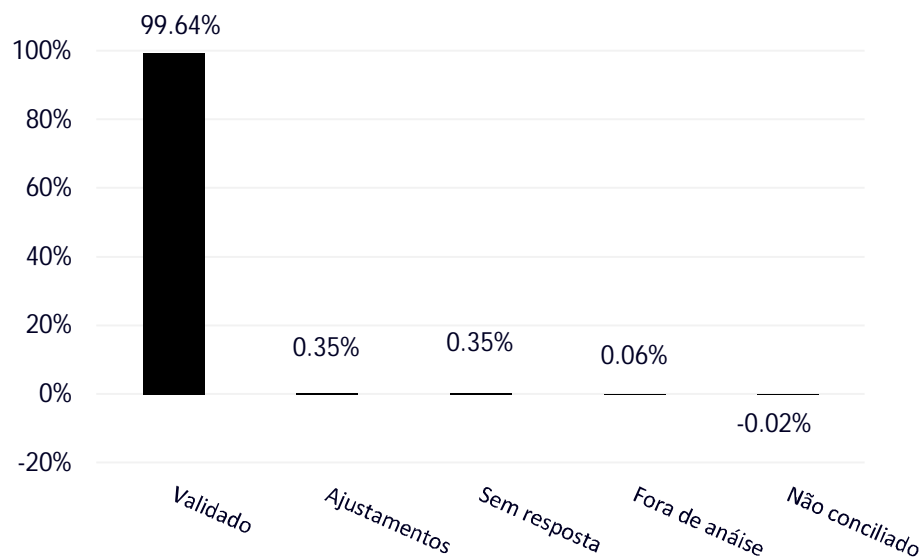


8.3 Resultado da Conciliação - Resumo

O sumário do resultado da conciliação:

Pagamentos de empresas extrativas do setor de Oil & Gas representam 96,5% do total de receitas validadas, o valor recebido da AusAID representa 0,57% e as empresas subcontratadas representam 2,91% do valor total de receitas. A soma destes representa 99,94%.

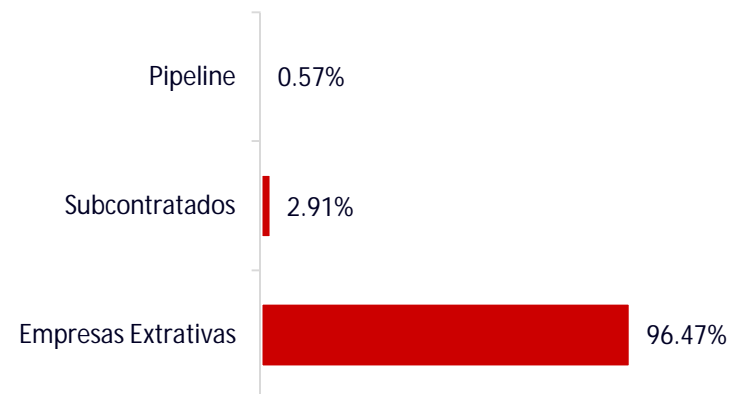
RESULTADO DA CONCILIAÇÃO



As receitas validadas representam 99.64% do valor total reportado pelas entidades governamentais. O valor total das receitas não confirmadas representam 0,35% do valor total reportado inicialmente pelo governo e 0,06% representa as entidades que não estavam em análise.

Durante o processo de conciliação, o valor total de receitas das entidades governamentais aumentou 0,35% e apenas -0,02% do valor total reportado inicialmente pelo governo não foi conciliado.

% DAS RECEITAS VALIDADAS POR TIPO DE EMPRESA



9

Reforma Regulatória para divulgação do *Beneficial Ownership*

De acordo com o Requisito 2.5, recomenda-se que os países em conformidade com o standard EITI mantenham um registo público dos *beneficial owners* da (s) entidade (s) corporativa (s) que licitam, operam ou investem em ativos relacionados à extração, incluindo a (s) identidade (s) do (s) seu (s) *beneficial owner* (s) e o respetivo grau de detenção.

Atualmente, não existe uma base de dados completa e publicamente disponível contendo o *beneficial ownership* de acordo com o novo *standard* EITI. O país não possui um registo público (Registo da empresa) com informação básica sobre entidades corporativas. O MSWG, deve por isso recorrer a serviços de consultoria para iniciar uma reforma regulatória destinada ao estabelecimento de regras e regulamentos de Timor-Leste, de forma a estarem alinhados com padrões internacionalmente aceites.

As leis, regulamentos e contratos devem ser criados conforme os requisitos para divulgação do *beneficial ownership*, de modo a que a norma conste no enquadramento legal de Timor-Leste. Como tal, deve ser incluída uma definição e *materialidade* do *beneficial ownership*, cujos são de divulgação obrigatória no setor mineiro e de O&G.

Como mencionado anteriormente, a maioria dos operadores em análise no relatório (áreas JPDA e TLEA) são subsidiárias de empresas cotadas. A listagem das empresas extrativas, dos respetivos proprietários e o *link* para a informação de Investidores apresentam-se em seguida.

Beneficiários Efetivos

Lista das empresas extrativas e dos seus detentores, bem como o link para a informação do investidor

Nome da Empresa	Beneficiário Efetivo	Notas	Link
Eni JPDA 03-13 Limited Eni JPDA 06-105 Pty Ltd Eni JPDA 11-106 B.V. Eni Timor - Leste S.p.A	Eni S.p.A.	A Eni está cotada tanto na bolsa de Nova Iorque (NYSE) como na de Milão.	https://www.eni.com/en_IT/investors/eni-on-the-stock-markets.page
CGG Services (Singapore) P/L	CGG	A CGG está cotada na Euronext Paris Stock Exchange.	http://www.cgg.com/en/Investors
ConocoPhillips (Timor Sea) Pty Ltd ConocoPhillips (03-12) Pty Ltd ConocoPhillips (03-13) Pty Ltd ConocoPhillips (Emet) Pty Ltd ConocoPhillips JPDA Pty Ltd ConocoPhillips Timor-Leste Pty Ltd	ConocoPhillips	A ConocoPhillips é uma empresa Americana cotada na bolsa de Nova Iorque (NYSE).	http://www.ConocoPhillips.com/investor-relations/Pages/default.aspx
Inpex Timor Sea, Ltd Inpex Sahul Ltd	INPEX CORPORATION	A INPEX CORPORATION detém 100% das ações da INPEX Timor Sea, Ltd; A INPEX CORPORATION detém 100% das ações da INPEX Sahul, Ltd.	http://www.inpex.co.jp/english/ir/shareholder/stock.html
Santos JPDA (91-12) Pty Ltd	Santos Ltd	A Santos é uma empresa Australiana de gás natural, criada em 1954..	https://www.santos.com/investors/shareholder-information/
Talisman Resources (JPDA 06-105) Pty Ltd	Talisman Energy Inc.	A Talisman foi adquirida pela Repsol no dia 8 de Maio de 2015.	https://www.repsol.energy/en/shareholders-and-investors/index.cshtml
TIMOR GAP PSC JPDA 11-106	TIMOR GAP EP	Empresa detida pelo Estado.	https://www.timorgap.com/databases/web-site.nsf/vwAll/Annual%20Reports
Tokyo Timor Sea Resource Pty Ltd	Tokyo Gas Co. Ltd, Tokyo Electric Power Co. Inc	A Tokyo Gas Group é um grupo Japonês.	http://www.tokyo-gas.co.jp/IR/english/stock/holder_e.html
Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd Woodside Petroleum (Timor Sea 20) Pty Ltd Woodside Petroleum Ltd	Woodside Petroleum Ltd	As entidades Woodside Petroleum são totalmente detidas pela Woodside Petroleum Ltd, que é também a holding do Grupo Woodside. A Woodside Petroleum Ltd é uma empresa pública Australiana cotada na Australian Securities Exchange.	http://www.woodside.com.au/Investors-Media/Shareholders-Services/Pages/default.aspx#.WUJEqiE0kuUk

10

Despesas Sociais e Económicas

De acordo com o requisito 6 do standard EITI, as despesas sociais e o impacto do setor extrativo na economia deve ser divulgado, de modo a que os leitores possam avaliar os impactos sociais/económicos e respetivos resultados que estas indústrias criam no país. Esses requisitos incluem:

- ▶ Contributo das empresas para as despesas sociais
- ▶ Despesas *SOE quasi-fiscal*
- ▶ A contribuição do setor extrativo para a economia

Compromissos locais (obrigatórios)

Não existem requisitos legais que considerem obrigatórias as despesas sociais para as empresas extrativas, no entanto, existem despesas consideradas como recuperação de custos, cujas são acordadas e revistas pela ANPM (denominadas *local commitments* - LC).

Estas despesas são recomendadas no Contrato de Partilha e Produção (PSC) e são pré-aprovadas em simultâneo com o plano de trabalho anual para cada bloco de exploração.

Para todas as outras despesas sociais (voluntárias) o MSWG decidiu inclui-las no processo de recolha de dados e fazer um relatório unilateral de modo a realçar as suas contribuições.

Em baixo está apresentado um resumo deste relatório:

Entidade Extrativa	Valores em USD Valor Reportado
ConocoPhillips	17.653.252
Eni (JPDA 06-105)	37.367.141
Sub-Total	55.020.393
Entidades Subcontratadas	Valor Reportado
Millenium offshore services Pte Ltd	35.264
CHC Lloyd Helicopters Australia P/L	3.450
Subsea 7 Australia P/L	50.000
Sub-Total	88.714
Entidades Governamentais	Valor Reportado
TIMOR GAP	4.500
Sub-Total	4.500
Total	55.113.607

Compromissos locais (obrigatórios)

As empresas de O&G que operam nas jurisdições TLEA e JPDA são recomendadas a adquirir bens e serviços produzidos ou fornecidos em Timor-Leste (e Austrália para a JPDA). Em ambas as jurisdições, empresas de O&G e as empresas subcontratadas devem optar preferencialmente por formar e empregar cidadãos oriundos de Timor-Leste e residentes permanentes.

Os valores reportados pelas entidades foram confirmados pela ANPM e estão identificados nos relatórios anuais preparados e enviados anualmente à ANPM para revisão e aprovação.

Anualmente os Operadores do PSC reportam relatórios regulatórios com números e informação relativas às suas atividades (incluindo empresas subcontratadas).

Os compromissos locais comunicados pelas Entidades Extrativas (ConocoPhillips e Eni) nos termos do artigo 5.4 do PSC são os seguintes:

Descrição da Despesa Social	Empresa	Pagamentos da Empresa Extrativa	Receitas do Governo	Resultados do Inquérito Inicial	Valor em USD	
					Ajustamentos durante a conciliação	Resultados depois da conciliação
Others - ConocoPhillips Offshore Timor-Leste employees	ConocoPhillips	915.631	915.631	-	-	-
Other - Local goods and Services	ConocoPhillips	754.426	754.426	-	-	-
Other - Contractors Timor-Leste employees	ConocoPhillips	4.716.315	4.716.315	-	-	-
Others - contractors Timor-Leste good & Services	ConocoPhillips	6.252.915	6.252.915	-	-	-
Others - ConocoPhillips Dill office employee	ConocoPhillips	339.044	339.044	-	-	-
Others - Local goods and services - Dill Office	ConocoPhillips	616.634	616.634	-	-	-
Eni - Local goods and services	Eni	36.687.746	36.687.746	-	-	-
Eni – Training & Employment	Eni	26.130	26.130	-	-	-
Eni Sub-contractors - Local goods and services	Eni	653.265	653.265	-	-	-
Total		50.962.106	50.962.106	-	-	-

A ANPM trabalha em estreita operação com os Operadores na JPDA e na TLEA de modo a medir o desempenho local em termos de participação local na aquisição de bens e serviços bem como em termo de treino e emprego para atividades petrolíferas em ambas as jurisdições.

Mais informação disponível nas demonstrações financeiras da ANPM:

<http://www.anpm.tl/2015-annual-report/>

Despesas obrigatórias

Outros projetos significativos (acordados com a ANPM)

Eni – Projeto da biblioteca Nacional de Timor-Leste

A Eni mantém o seu compromisso de contribuir para a construção da Biblioteca Nacional de Timor-Leste conforme descrito no FDP Kitan. Existe um grupo de trabalho designado para gerir este projeto. No período abrangido pelo relatório, o grupo de trabalho realizou várias reuniões para discutir aspetos técnicos do projeto, incluindo opções de design conceptual e orçamento para a Biblioteca Nacional. Em 2015 os projeto ainda está no desenvolvimento do conceito do projeto. O início do projeto está estimado em 2019. O orçamento de 1,5 Milhões de USD para obras foi uma contribuição do Governo através de uma alocação do Ministério das Finanças.

Eni – Data Tape and Core Storage Facility

De acordo com o anexo D do Contrato PSC JPDA 11-106 a Eni e as empresas Subcontratadas têm de contribuir para estabelecer uma infraestrutura de Data Tape e Core Storage Facility na Hera, que consiste num projeto comum entre o PSC S-06-04 e o PSC JPDA 11-106.

O grupo de trabalho tem estado a discutir o âmbito de trabalhos de modo a considerar alterações propostas pela Eni. A alteração de âmbito de trabalho precisará de aprovação do Comité Diretivo. O grupo de trabalho planeia finalizar o âmbito de trabalho e adjudicar o contrato no fim de 2017. o início do projeto está estimado começar em 2018.

Não existiram custos significativos em 2015.

Despesas reportadas pelo Governo

Uma entidade governamental reportou despesas sociais da seguinte forma:

Descrição Social da Despesa	Nome da Empresa	Valor em USD
		Subcontratadas
Contribution for Veteran	Timor GAP	4.000
Contribution for KA-SKMA TL	Timor GAP	500
Total		4.500

As despesas reportadas pela TIMOR GAP foram voluntárias e essencialmente referentes ao projeto "Contribution for Veteran".

Despesa Voluntária

As despesas voluntárias foram comunicadas pelos Operadores e foram confirmadas pela ANPM.

Descrição da Despesa Social	Nome da Empresa	Valor em USD Pagamentos das Empresas Extrativas
Community Project (Building School/Health Facilities/Small Group Centre)	ConocoPhillips	11.523
Scholarship programs - Fullbright-SERN Scholarshing (*)	ConocoPhillips	155.413
Scholarship programs - Colegio St. Inácio de Loiola	ConocoPhillips	60.000
Others - Training of ConocoPhillips offshore Timor-Lest employees	ConocoPhillips	165.331
Other- contractors training of Timor-Leste employees	ConocoPhillips	3.330.666
Others - Training of ConocoPhillips Dill Office employees	ConocoPhillips	95.354
NGOs Programs (Water, Sanitation, Health, Sports Events)	ConocoPhillips	240.000
Total		4.058.287

(*) Segundo a ANPM, essas despesas são referentes a compromissos locais e são recuperáveis

Despesa Reportada pelas Empresas Subcontratadas:

Descrição da Despesa Social	Nome da Empres	Amount in US\$ Entidade Subcontratada
Training of 11 Timor-Leste National Crew	Millenium Offshore Services P/L	35.264
Donation of 5 computers from CHC Malaga Office	CHC Lloyd Helicopters Australia P/L	2.500
Rotary TL yearly fund raising event	CHC Lloyd Helicopters Australia P/L	450
Sponsor of first lady cup	CHC Lloyd Helicopters Australia P/L	500
Foundation Skills Course	Subsea 7 Australia P/L	50.000
Total		88.714



Inexistência de Legislação EITI

Embora Timor-Leste seja um país que coopera com o EITI desde 2010, o quadro legal que define os papéis e as responsabilidades das partes interessadas no processo EITI não foi ainda criado.

Recomendamos a promulgação da legislação EITI, com a maior brevidade possível. Esta vai proporcionar uma melhor compreensão e fornecer *guidelines* sobre algumas limitações (i.e., confidencialidade do PSC), não mencionadas no trabalho realizado para este relatório, mas que se poderão tornar problemáticas no futuro.

11

Recomendações

Informação da Indústria Extrativa

Os standards EITI estipulam a divulgação de informações contextuais das atividades e regulamentação na indústria extrativa.

Atualmente, o Secretariado TL EITI não possui uma base de dados abrangente, contendo todas as empresas extrativas que operam no setor de O&G e mineiro, bem como os fluxos de receita e os montantes por ano, operadores do setor extrativo, ou outras informações contextuais e estatísticas.

A informação contextual neste relatório é proveniente de diferentes fontes, dispersas por todo o setor público. Diversas análises estiveram sujeitas a limitações devido à indisponibilidade de estatísticas no setor (i.e. empregabilidade no setor). Se disponíveis, as estatísticas nacionais incluíam informações para um setor mais amplo e abrangente.

É vital que o secretariado do EITI assegure a existência de uma base de dados abrangente de empresas extrativas para que estas possam ser identificadas com legitimidade e também possam ser identificadas empresas cujos pagamentos são materiais. O propósito não seria o secretariado do EITI assegurar a manutenção da base de dados, mas sim, garantir que esta seria preparada, atualizada e detalhada pelo governo. Este Secretariado deverá igualmente manter o contato com as Entidades Governamentais para assegurar a obtenção de informações adequadas de modo regular e garantir uma atualização permanente.

A base de dados pode ser ainda ampliada de modo a incluir outras informações úteis para as estatísticas do setor, tais como: volumes de produção, investimentos, despesas sociais e pagamentos ambientais, que podem ser recolhidos e analisados e que servirão de base para o relatório anual de estatística e factos da indústria.

Recomendamos também que o MSWG auxilie o Secretariado com os recursos adequados para garantir a criação de uma base de dados extensa e atualizada para todas as empresas da indústria extrativa.

Beneficial Ownership

Atualmente, não existe uma base de dados completa e publicamente disponível sobre o *beneficial ownership* de acordo com o novo *standard EITI*. O país não mantém um registo público (registo da empresa) com informações básicas sobre as entidades. O MSWG encontra-se a trabalhar na implementação deste registo até 2020.

Mesmo sabendo que a maioria dos operadores incluídos no relatório (a operar nas áreas JPDA e TLEA) são empresas subsidiárias de empresas públicas, deve ser iniciada uma reforma regulatória para que as regras e regulamentos de divulgação em Timor-Leste estejam em conformidade com os *standards* internacionalmente aceites.

As leis, regulamentos e contratos devem construir-se com base em requisitos de divulgação do *beneficial ownership*, de modo que esta informação se torne um requisito obrigatório no quadro legal de Timor-Leste. Pode-se conseguir, se for incluída a definição e *materialidade*, de divulgação obrigatória, do *beneficial ownership* no setor mineiro e Oil & Gas.

Confidencialidade nos PSC's

O modelo de PSC utilizado por Timor-Leste contém uma clausula de confidencialidade que impede a divulgação pública de informações relativas às operações de O&G por ambas as partes, exceto quando obrigatório por lei.

O *Anexo F do modelo de PSC* contém uma clausula de confidencialidade que impede a divulgação de informações mais recentes (até dois anos) sobre determinados temas comerciais confidenciais. No entanto, o resumo do modelo PSC tem vindo a ser publicamente disponibilizado no *website* da ANPM.

Se uma lei relativa ao EITI está pendente de aprovação pelo governo, recomendamos que sejam incluídos os requisitos necessários que permitam a divulgação de carácter obrigatório de acordo com o EITI, relativamente aos operadores e aos representantes de Timor-Leste.

Acompanhamento das recomendações efetuadas em relatórios anteriores do EITI

Nº	Tema	Descrição do Problema	Recomendação	Status da Implementação de acordo com o Relatório de 2015 do EITI (Sim/Não/Em curso)
1	Base de Dados EITI – Timor-Leste	<p>Até à data, o <i>Timor-Leste-EITI Secretariat</i> aparenta não possuir uma base de dados abrangente de todas as empresas extratoras que operam no setor de petróleo. Entendemos que esta situação surge apenas porque não existe comunicação formal entre o EITI <i>Secretariat</i> e as Entidades Governamentais em relação às empresas de petróleo que operam no setor de petróleo. Em alguns casos, obter <i>feedback</i> por parte das empresas extrativas pode ser difícil, pois não existem detalhes de contato disponíveis.</p>	<p>Recomendamos que o Secretariado <i>do EITI</i> crie uma base de dados das empresas extratoras após o nosso exercício de reconciliação. O Secretariado deverá, em seguida, manter contato com as Entidades Governamentais para assegurar a obtenção de informações adequadas regularmente e que atualize o mesmo de acordo. Para este fim, acreditamos que é vital que novos participantes do setor de petróleo estejam registados no Secretariado, sendo este registo efetuado aquando da obtenção da licença de operação. É recomendável uma revisão periódica com as Entidades Governamentais da lista de companhias de petróleo licenciadas para operar no setor.</p>	Não
2	Abrangência da conciliação – Estudo preliminar (estudo de âmbito)	<p>Observámos que duas empresas de petróleo que operam em Timor-Leste não foram incluídas no âmbito da conciliação, nomeadamente: Japan Energy e AusAid. Observamos ainda que existem pagamentos efetuados à CBTL, como taxas de <i>pipeline fee</i> anual bem como uma taxa de exploração que não foram incluídas no modelo de relatório preparado e aprovado pelo MSWG. Por outro lado, existiram vários fluxos de receita incluídos no modelo de relatório para o qual não foram efetuados pagamentos feitos pelas companhias de petróleo. Esta situação causou atrasos na coleta de dados das empresas petrolíferas e das Entidades Governamentais e na elaboração do relatório.</p>	<p>Recomendamos, em anos futuros, que o Estudo preliminar (estudo de âmbito) seja realizado antes de cada exercício, a fim de definir o âmbito de reconciliação, incluindo:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ As atividades a ser consideradas (petróleo, gás, minerais, etc...); ▶ Os fluxos de receita a serem conciliados; ▶ As empresas extrativas que vão reportar; e ▶ As entidades governamentais incluídas no processo. <p>O Estudo preliminar (estudo de âmbito) também levará à definição e design do modelo de relatório a ser usado para a declaração de pagamentos e recebimentos pelas empresas de petróleo e pelas Entidades Governamentais.</p>	Sim – O Administrador Independente (EY) tinha como tarefa a execução do Estudo Preliminar.

Acompanhamento das recomendações efetuadas em relatórios anteriores do EITI (continuação)

Nº	Tema	Descrição do Problema	Recomendação	Status da Implementação de acordo com o Relatório de 2015 do EITI (Sim/Não/Em curso)
3	Falta de Regulamentação da EITI	Observamos que, embora os relatórios EITI de Timor-Leste tenham sido reconciliados durante 5 anos, o quadro legal que define os papéis e as responsabilidades das partes interessadas no processo do EITI ainda não foi criado.	Recomendamos a promulgação de uma legislação do EITI o mais rapidamente possível. Esta proporcionará a todas as partes uma melhor compreensão do processo EITI, e assegurará que o processo de reconciliação seja bem sucedido.	Não
4	Limitações do Questionário	<p>O modelo de relatório usado para a recolha de dados foi preparado e aprovado pelo MSWG. Embora os nossos termos de referência preveem que o Administrador Independente deve fornecer aconselhamento ao MSWG no relatório, fomos informados que não poderiam ser feitas alterações no conjunto dos formatos. Apesar disso, os comentários de alguns membros do MSWG indicaram que a forma do modelo de relatório não foi completamente seguida.</p> <p>O modelo de relatório tem várias limitações, nomeadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Prevê apenas a declaração de números anuais das entidades que relatam. Não foram incluídos cronogramas para definir estes montantes em detalhes: por data e por pagamento. Os detalhes dos pagamentos são documentos necessários para o trabalho de conciliação. Teria sido mais eficiente se tivesse sido solicitado a todas as entidades que reportaram, o envio dos detalhes dos seus pagamentos junto com seus modelos de relatórios; algumas entidades não forneceram detalhes de pagamentos com o modelo de relatório. Fomos obrigados a solicitar essa informação depois de receber os relatórios. ▶ Grande parte da informação prevista nos standards do EITI não foi solicitada no modelo de reporte das empresas extrativas, como exportações, beneficiário efetivo, demonstrações financeiras auditadas e estatísticas de emprego. 	MSWG deve melhorar o questionário de reporte de modo a melhorar a eficácia do trabalho do Administrador Independente. O questionário deve ainda ser mais abrangente de modo a incluir todos os requisitos do EITI <i>standard</i> .	Sim – O Administrador Independente (EY) tinha como tarefa a execução de um esboço dos templates de reporte na fase do Estudo Preliminar.

12

Anexos

Anexo A – Receitas geradas de atividades extrativas de O&G reportadas por entidades governamentais

Entidades	Imposto sobre o rendimento	Imposto Adicional sobre o Rendimento	IVA – JPDA	Imposto retido sobre salários	Retenção de imposto sobre receita de bens e serviços	Imposto Adicional	FTP	Royalties	Receita de Oil	Taxa de serviços de Contrato	Taxa de Desenvolvimento	Taxa de dados sísmicos	Juros Recebidos	Pipeline	Valores em USD	
															Total reportado pelo Governo	Entidades em análise
AUSAID	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.896.000	5.896.000	*
CGG Services (Singapore) P/L	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	219.238	-	-	219.238	*
ConocoPhillips (Timor Sea) Pty Ltd	16.305.587	14.741.310	-	-	387.059	-	-	-	38.690.113	-	-	-	-	-	70.124.068	*
ConocoPhillips (03-12) Pty Ltd	50.795.985	52.349.292	22.685.851	6.404.443	5.898.464	-	92.342.307	-	134.150.322	160.000	-	-	-	-	364.786.664	*
ConocoPhillips (03-13) Pty Ltd	12.790.063	9.905.789	-	-	262.743	-	-	-	26.246.937	160.000	3.035.550	-	-	-	52.401.082	*
ConocoPhillips (Emet) Pty Ltd	2.603.881	1.745.981	-	-	45.650	-	-	-	4.563.179	-	-	-	-	-	8.958.691	*
ConocoPhillips JPDA Pty Ltd	30.907.458	28.440.315	-	-	750.621	-	-	-	74.983.884	-	-	-	-	-	135.082.278	*
ConocoPhillips Timor-Leste Pty Ltd	-	-	-	280.829	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	280.829	*
Eni JPDA 03-13 Limited	11.597.980	12.518.000	-	-	537.129	-	-	-	53.217.616	-	-	-	-	-	77.870.725	*
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	-	-	13.709.389	318.332	9.676.902	-	-	2.399.724	521.766	160.000	325.000	-	-	-	26.067.581	*
Eni JPDA 11-106 B.V.	-	-	-	-	99	-	-	-	-	80.000	-	-	-	-	80.099	*
Eni Timor - Leste S.p.A.	-	-	-	-	45.996	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45.996	*
Inpex Sahul Ltd	47.454.364	21.250.139	-	-	555.981	-	-	-	66.947.500	-	-	-	3.387	-	136.211.370	*
Inpex Timor Sea Ltd	-	-	-	-	6.589	-	-	1.742.984	632.856	-	-	-	-	-	1.116.717	*
Japan Energy E P JPDA Pty Ltd	-	-	-	-	11.611	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.611	*
Oilex (JPDA 06-103) Ltd	-	-	-	11.211	3.232	-	-	-	-	60.000	-	-	-	-	74.443	*
Santos JPDA (91-12) Pty Ltd	3.765.214	18.793.193	-	-	460.385	-	-	-	55.643.015	-	-	-	-	-	78.661.807	*
Talisman Resources (JPDA 06-105) Pty Ltd	-	-	-	-	-	-	-	1.499.837	326.094	-	-	-	-	-	1.173.742	*
Tokyo Timor Sea Resource Pty Ltd	22.764.204	8.509.005	-	-	450.372	-	-	-	44.556.570	-	-	-	1.090	-	76.281.241	*
Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd	-	-	-	23.861	2.000	-	-	-	-	160.000	-	-	-	-	185.861	*
Woodside Petroleum (Timor Sea 20) Pty Ltd	-	-	-	-	-	-	-	-	-	160.000	-	-	-	-	160.000	*
Woodside Petroleum Ltd	-	-	-	-	-	-	-	24.947.282	-	-	-	-	-	-	24.947.282	*
TIMOR GAP PSC JPDA 11-106	-	-	-	-	5.616	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,616	*
TIMOR GAP E.P. (SOE)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*
Total	198.984.736	168.253.023	36.395.241	7.038.677	19.100.449	- 24.947.282	92.342.307	5.642.544	497.518.419	940.000	3.360.550	219.238	4.476	5.896.000	1.010.748.379	

Anexo B – Receitas geradas de atividades suporte de O&G reportadas por entidades governamentais

Empresas Subcontratadas	Imposto sobre o rendimento	Imposto retido sobre salários	Retenção de imposto sobre receita de bens e serviços	Imposto Adicional	Total reportado pelo Governo	Entidades em análise	Valores em USD
Air Energy Group Singapore P/L	-	224.203	-	400	224.603	**	
Amec Engineering P/L & Clough Engineering Integ. Solutions Services Pty Ltd	4.995.482	-	948.500	44.637	5.988.619	**	
Amec Engineering P/L	-	258.915	-	12.401	271.316	**	
Australian International Petro-Consultants	-	5.165	944	-	6.109		
B2B engineering P/L	13.809	24.229	12.037	813	50.888		
Baker Hughes Australia P/L	-	31.566	4.779	9.628	45.973		
Bluewater Services International P/L	-	1.318.466	-	-	1.318.466	**	
Bond Helicopters Australia P/L	-	11.906	-	-	11.906		
Brunel Energy Pty Ltd	6.264	94.594	-	23.649	124.506	**	
Caltech Unipessoal Lda	42.708	565.544	11.872	-	620.124	**	
Cameron Services Inter. P/L	545.481	82.837	95.053	-	723.371	**	
Cape East Philippines INC	-	1.252.654	-	131.663	1.384.317	**	
CHC Lloyd Helicopters Australia P/L	-	647.117	17.375	90.156	754.648	**	
Fircroft Australia Pty Ltd	370.634	1.376.045	-	-	1.746.680	**	
Eurest Servicos de Suporte (Timor-Leste) SA	457.180	28.221	25.762	-	511.163	**	
Farstad Shipping (Indian Pacific) P/L	-	977.393	-	11.150	988.543	**	
FMC Technology Australia Limited	268.154	4.678	-	-	272.832	**	
Franks Oilfield Services Australia P/L (Fosa)	-	7.200	-	-	7.200		
Furmanite Australia P/L	-	14.449	-	-	14.449		
GAP -MHS Aviation TL Lda	-	74.821	6.447	49.611	130.879	**	
Halliburton Australia P/L	939.044	34.641	72.619	-	1.046.304	**	
Interstate Enterprises P/L	-	376.363	1.028	-	377.391	**	
Konnekto Unipessoal Lda	-	41.392	-	400	41.792		
Link Project Services P/L	-	48.211	-	5.491	53.701		
Millenium Offshore Services P/L	566.498	208.364	1.278.834	-	2.053.696	**	
Neptune Asset Integrity Services Pty Ltd	636.393	233.214	148.164	14.716	1.032.486	**	
Northern Marine Australia P/L	-	168.943	-	-	168.943	**	
Peoplebank Australia P/L	-	-	-	1.106	1.106		
Riverwijs Offshore Marine P/L	-	19.568	41.391	-	60.959		
Schlumberger Australia P/L	3.424.824	60.244	43.164	-	3.528.233	**	
Sedco forex International INC	-	1.207.764	4.265.748	29.521	5.503.032	**	
SGS Australia P/L	84.116	195.140	5.568	-	284.824	**	
Solar Turbines International Co	16.108	19.338	-	-	35.446		
Subsea 7 Australia Contracting	-	324.845	582.404	-	907.250	**	
Subsea 7 Itech Australia P/L	-	92.740	6.427	-	99.167		
Svitzer Asia P/L	-	216.854	4.505	-	221.359	**	
TCA Partners P/L	2.458	-	16.434	-	18.892		
Tiderwater Marine Australia P/L	-	136.811	-	-	136.811	**	
Weatherford Australai P/L	-	16.562	-	-	16.562		
Worley Persons Services P/L	-	-	-	44.140	44.140		
Total	12.369.153	10.400.998	7.589.054	469.482	30.828.687		

Anexo C – Lista de entidades do setor de extração mineira

Setor Mineiro

Empresa	Localização	Status da licença	Escala	Material Extraído	Atividade Minéria	Origem
TL Cement	Baucau	Prospecção	Grande	Calcário	Concessão	Internacional
SCG	Baucau	Candidatura para nova licença	Grande	Areia	Construção	Internacional
PT. Asphaltink	Baucau	Candidatura para nova licença	Grande	Areia + Cascalho	Construção	Local
Jova Construction	Baucau	Candidatura para nova licença	Média	Areia	Construção	Local
Montana Diak	Ainaro	Candidatura para extensão	Grande	Rochas	Construção	Local
Aitula Fuels, Lda	Suai	Candidatura para extensão	Média	Rochas	Construção	Local
Aitula Fuels, Lda	Suai	Licenciado	–	Cascalho	Construção	Local
EDS	Suai	Licenciado	–	Cascalho	–	Internacional
Nananiu	Suai	Candidatura para aprovação de localização	–	Areia	Construção	Local

Anexo D – Extração Mineira: Lista de Licenças de 2006 a 2015

2006		
Nº	Nome da Licença	Licença Nº
1	Edi Konro-Konro	N/A
2	Agostinho Gomes	N/A
3	JJ McDonalds	N/A
4	JJ McDonalds	N/A
5	Tinolina Company Ltd.	No.GMR/2006/XII/002
2007		
Nº	Nome da Licença	Licença Nº
1	Carya Timor-Leste Lda.	No.DNGMR/2007/07/0012
2	JJ McDonalds & Sons Engineering Pty. Ltd.	N/A
3	Jonize Construction Unip. Lda.	No.GMR/2007/V/004
4	Jonize Construction Unip. Lda.	No.DNGMR/2007/07/011
5	Linatet Unip. Lda.	No.DNGMR/2007/07/006
6	Tinolina Company Ltd.	No.GMR/2007/IV/003
7	Top Liberty 88 Ltd.	No.GMR/2007/VII/005
2008		
Nº	Nome da Licença	Licença Nº
1	Unknown	N/A
2	Unknown	N/A
3	Jonize Construction Unip. Lda.	No. DNGMR/2008/VIII/0017
2009		
Nº	Nome da Licença	Licença Nº
1	Always Construction Pty. Ltd.	No. 00012/LT/DNGRM/IV/09
2	Always Construction Pty. Ltd.	No. 00012/LT/DNGRM/IV/09
3	Carya Timor-Leste Lda.	No. 00006/LT/DNGRM/II/09
4	Domin Timor Construction Lda.	No. 00010/LT/DNGRM/IV/09
5	Domin Timor Construction Lda.	No. 00011/LT/DNGRM/IV/09
6	East Sunrise Timor-Leste Construction	No. 00003/LT/DNGRM/I/09
7	East Sunrise Timor-Leste Construction	No. 00004/LT/DNGRM/I/09
8	Ensul Esphera Engenharia	No. 00014/LT/DNGRM/V/09
9	Ensul Esphera Engenharia	No. 00018/LT/DNGRM/X/09
10	Excel Construction Material Co. Ltd.	No. 00019/LT/DNGRM/X/09
11	Jonize Construction Unip. Lda.	No. 00005/LT/DNGRM/II/09
12	Linatet Unipessoal Lda	No. 00009/LT/DNGRM/III/09
13	Montana Diak Unip. Lda.	No. 00016/LT/DNGRM/X/09
14	Montana Diak Unip. Lda.	No. 00017/LT/DNGRM/X/09
15	RMS Engineering and Construction Pty. Ltd.	N/A
16	Top Liberty 88 Lda.	No. 00007/LT/DNGRM/II/09
17	Top Liberty 88 Lda.	No. 00008/LT/DNGRM/II/09
18	Top Liberty 88 Lda.	N/A
19	Trans Global Unip. Lda.	No. 00001/LT/DNGRM/XII/08

Anexo D – Extração Mineira: Lista de Licenças de 2006 a 2015 (continuação)

2010		
Nº	Nome da Licença	Licença Nº
1	Always Construction Pty. Ltd.	No. 0001/LT/DNGRM/I/2010
2	Carya Timor-Leste Lda.	No. 0004/LT/DNGRM/II/2010
3	Express Distribution Services III Unip. Lda.	No. 0010/LT/DNGRM/VII/2010
4	Jonize Construction Unip. Lda.	No. 0003/LT/DNGRM/II/2010
5	Linatet Unip. Lda.	No. 0008/LT/DNGRM/VI/2010
6	Montana Diak Unip. Lda.	No. 0011/LT/DNGRM/XI/2010
7	Montana Diak Unip. Lda.	No. 0014/LT/DNGRM/XI/2010
8	Monte Veado Ltd.	No. 0009/LT/DNGRM/V/2010
9	RMS Engineering and Construction Pty. Ltd.	No. 0005/LT/DNGRM/II/2010
10	RMS Engineering and Construction Pty. Ltd.	No. 0006/LT/DNGRM/III/2010
11	RMS Engineering and Construction Pty. Ltd.	No. 0007/LT/DNGRM/III/2010
12	Tak Kong Electronic Unip. Ltd.	No. 0002/LT/DNGRM/III/2010
13	Timor Block Building Industry	No. 0012/LT/DNGRM/IX/2010
14	United Tibar Quarry Unip. Lda.	No. 0013/LT/DNGRM/IX/2010
15	Weng Enterprise Group Co. Ltd.	No. 0015/LT/DNGRM/XII/2010
2011		
Nº	Nome da Licença	Licença Nº
1	Carya Timor-Leste Lda.	No. 0005/LT/DNGRM/III/2011
2	Ensul Esphera Engenharia	No. 0008/LT/DNGRM/VI/2011
3	Fatuk Candi Jonggrang	No. 0013/LT/DNGRM/XII/2011
4	Jonize Construction Unip. Lda.	No. 0004/LT/DNGRM/III/2011
5	Libama Comorsium	No. 0009/LT/DNGRM/X/2011
6	Linatet Unip. Lda.	No. 0003/LT/DNGRM/II/2011
7	Montana Diak Unip. Lda.	No. 0011/LT/DNGRM/XI/2011
8	Montana Diak Unip. Lda.	No. 0012/LT/DNGRM/XI/2011
9	Monte Veado Ltd.	No. 0006/LT/DNGRM/VII/2011
10	RMS Engineering and Construction Pty. Ltd.	No. 0002/LT/DNGRM/I/2011
11	Suai Indah Construction Lda.	No. 0001/LT/DNGRM/I/2011
12	Weng Enterprise Group Co. Ltd.	No. 0014/LT/DNGRM/XII/2011

Anexo D – Extração Mineira: Lista de Licenças de 2006 a 2015 (continuação)

2012		
Nº	Nome da Licença	Licença Nº
1	Carya Timor-Leste Lda.	No. 0007/LT/DNGRM/VI/2012
2	Castelo Fronteira Unip. Lda.	No. 0009/LT/DNGRM/VII/2012
3	Empat Saudara Lda.	No. 0001/LT/DNGRM/II/2012
4	Ensul Esphera Engenharia	No. 0003/LT/DNGRM/III/2012
5	Ensul Esphera Engenharia	No. 0009/LT/DNGRM/VII/2012
6	Jonize Construction Unip Lda.	No. 0006/LT/DNGRM/VI/2012
7	RMS Engineering & Construction Pty. Ltd.	No. 0002/LT/DNGRM/II/2012
8	Tak-Kong Electronic Unip. Lda.	No. 0012/LT/DNGRM/VIII/2012
9	Timor Block Building Industry	No. 0004/LT/DNGRM/III/2012
10	Timor Block Building Industry	No. 0004/LT/DNGRM/III/2012
11	Yefa Unipessoal Lda.	No. 0008/LT/DNGRM/VI/2012
12	Yefa Unipessoal Lda.	No. 0011/LT/DNGRM/VIII/2012
2013		
Nº	Nome da Licença	Licença Nº
1	Empat Saudara Lda.	No. 0009/LT/DNM/VI/2013
2	Libama Comsorsium	No. 0006/LT/DNM/VI/2013
3	Montana Diak Unip. Lda.	No. 0002/LT/DNM/I/2013
4	Montana Diak Unip. Lda.	No. 0003/LT/DNM/I/2013
5	RMS Engineering & Construction Pty. Lda.	No. 0008/LT/DNM/IV/2013
6	Suai Indah Constuction Lda.	No. 0005/LT/DNM/I/2013
7	Weng Enterprise Group Co. Ltd.	No. 0004/LT/DNM/I/2013
8.	Yefa Unipessoal Lda.	No. 0007/LT/DNM/IV/2013
2014		
Nº	Nome da Licença	Licença Nº
1	Aitula Fuel's Lda.	No. 0010/LT/DNM/XII/2014
2	Aitula Fuel's Lda.	No. 0013/LT/DNM/XII/2014
3	Carya Timor-Leste Lda.	N/A
4	Empat Saudara Lda.	No. 0009/LT/DNM/XII/2014
5	Jonize Construction Unip. Lda.	N/A
6	Jonize Construction Unip. Lda.	N/A
7	Jonize Construction Unip. Lda.	No. 16/2014
8	Libama Consorcio Lda.	No. 0007/LT/DNM/XI/2014
9	Maliana Brother's Lda.	No. 0011/LT/DNM/XII/2014
10	Manoko Unip. Lda.	No. 0014/LT/DNM/XII/2014
11	Montana Diak Unip. Lda.	N/A
12	Montana Diak Unip. Lda.	N/A
13	Nobre Labadain Unip. Lda.	No. 12/2014
14	Suai Indah Construção Lda.	No. 0006/LT/DNM/X/2014
15	TL Cement Lda.	No. 01/2014
16	Uha Cae Lda.	No. 0008/LT/DNM/XI/2014
17	Weng Enterprise Group Co. Ltd.	N/A
18	Worldview Enterprise Unip. Lda.	No. 15/2014

Anexo D – Extração Mineira: Lista de Licenças de 2006 a 2015 (continuação)

		2015	
Nº	Nome da Licença		Licença Nº
1	Aitula Construction Electrical Lda.		No. 28/2015
2	Aitula Construction Electrical Lda.		No. 29/2015
3	Always Construction Unip. Lda.		No. 24/2015
4	Carya Timor-Leste Lda.		No. 15/2015
5	Chongqing International Construction Corporation (CICO)		No. 35/2015
6	Chongqing International Construction Corporation (CICO)		No. 12/2015
7	Chongqing International Construction Corporation (CICO)		No. 11/2015
8	City Development Group Lda.		No. 01/2015
9	Community Housing Ltd.		No. 10/2015
10	CSI Company Lda.		No. 02/2015
11	CSI Company Lda.		No. 03/2015
12	EDS Construction		No. 36/2015
13	Hoven II Unip. Lda.		No. 32/2015
14	Hoven II Unip. Lda.		No. 33/2015
15	Jonize Unip. Lda.		No. 21/2015
16	Jonize Unip. Lda.		No. 14/2015
17	Jonize Unip. Lda.		No. 09/2015
18	Jonize Unip. Lda.		No. 08/2015
19	King Construction Unip. Lda.		No. 05/2015
20	Libama Consorcio Lda.		No. 25/2015
21	Modena Technic Unip. Lda.		No. 22/2015
22	Montana Diak Unip. Lda.		No. 17/2015
23	Montana Diak Unip. Lda.		No. 18/2015
24	Montana Diak Unip. Lda.		No. 19/2015
25	Monte Veado Lda.		No. 06/2015
26	Nobre Labadain Unip. Lda.		No. 37/2015
27	Shabryca Construction Unip. Lda.		No. 26/2015
28	Shabryca Construction Unip. Lda.		No. 04/2015
29	Soso Building Unip. Lda.		No. 13/2015
30	Suai Indah Ltd.		No. 38/2015
31	Timor Block Building Industry		No. 16/2015
32	TL Cement Lda.		No. 07/2015
33	Uha Cae Lda.		No. 31/2015
34	Uha Cae Lda.		No. 30/2015

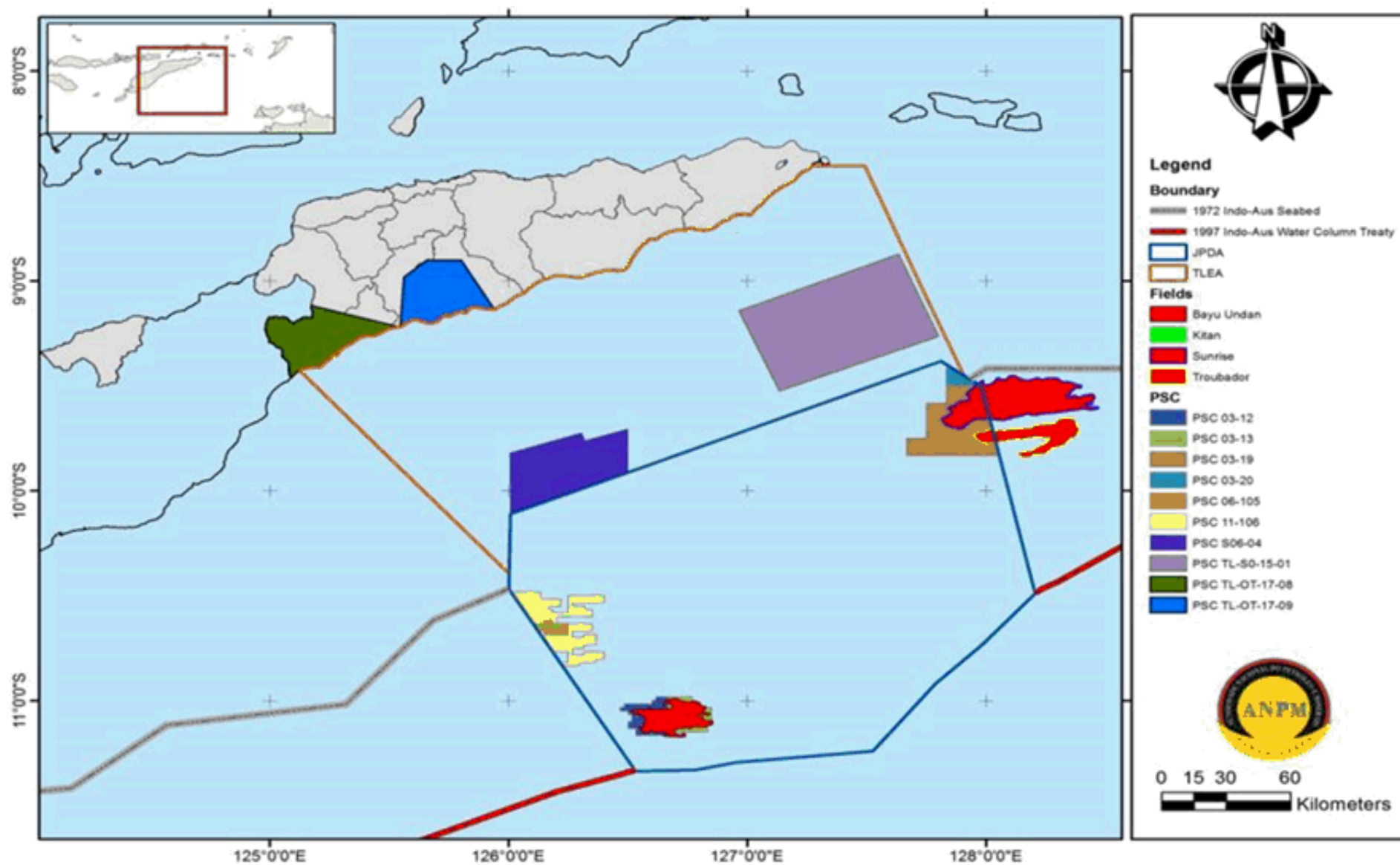
Anexo E – Contratos de partilha de Produção Oil & Gas

Contratos de Partilha de Produção							
Área	Licença nº	Descrição	Operadores	Parceiros Joint Venture	Material Extraído	Data Efetiva	Data de expiração
JPDA	03-12	A área Bayu Undan está parcialmente localizada neste PSC	ConocoPhillips (03-12) Pty Ltd	ConocoPhillips (Emet) Pty Ltd; Santos (JPDA91-12) Pty Ltd; ConocoPhillips (Timor Sea) Pty Ltd; Inpex Sahul Ltd	Petróleo e Gás Condensado	20-05-2002	06-02-2022
	03-13	Toda esta área de contrato compreende uma parte da Área de Desenvolvimento unificada Bayu-Unda	ConocoPhillips JPDA Pty Ltd	Eni JPDA 03-13 Limited; Tokyo Timor Sea Resources Pty Ltd; ConocoPhillips (03-13) Pty Ltd	Gás Condensado	20-05-2002	16-12-2021
	03-19	Este PSC está atualmente em fase de desenvolvimento e encontra-se sujeito à decisão dos dois estados	Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd	OG ZOCA (95-19) Pty Ltd; ConocoPhillips (03-19) Pty Ltd; Shell Development (PSC 19) Pty Ltd	Gás e Gás Condensado	20-05-2002	04-10-2026
	03-20	Esta área de contrato contém uma pequena percentagem da área de desenvolvimento de Sunrise	Woodside Petroleum (Timor Sea 20) Pty Ltd	OG ZOCA (96-20) Pty Ltd; Shell Development (PSC 20) Pty Ltd; ConocoPhillips (03-20) Pty Ltd	Gás Condensado	02-05-2002	13-11-2026
	06-101A		Minza Limited			03-09-2017	Minza Limited declarada insolvente no final de 2015
	06-103	Convite PSC spring 2006	Oilex (JPDA 06-103) Ltd	Pan Pacific Petroleum; Videocon Limited; GSPC (JPDA) Limited; Bharat PetroResources JPDA Limited; Japan Energy E&P JPDA Pty Ltd	N/A	15-01-2007	11-01-2012
	06-105	O trabalho de exploração contratualizado sob este PSC é complementado	Eni JPDA 06-105 Pty Ltd.	INPEX Timor Sea Ltd. ; Talisman Resources (JPDA 06-105) Pty. Ltd	Petróleo	22-09-2006	15-12-2019
	11-106	A ANPM concedeu a extensão deste PSC até 23 de outubro de 2018. A Eni é o Operador deste PSC e vindo a discutir o plano de exploração com o DA	Eni JPDA 11-106 B.V.	Inpex Offshore Timor-Leste Ltd; TIMOR GAP, E.P. PSC 11-106	Petróleo	23-10-2013	23-10-2018
TL Exclusive Area	TL-S0-15-01	O contractor deveria realizar as operações petrolíferas de acordo com o programa de trabalho apresetado ao Ministério e aprovado de com a lei em Timor-Leste	TIMOR GAP Offshore Unipessoal Limitada		Petróleo e Gás	23-12-2015	23-12-2022
	S-06-04-E		Eni Timor-Leste S.P.A	Galp Exploracao e Producao Petrolifera Lda; Korea Gas Corporation	N/A	11-03-2006	28-03-2018

Anexo F - Contratos de partilha de Produção Oil & Gas (atividade de 2015)

Operador/Contrato	Atividade 2015
Eni - JPDA PSC 06-105	<p>Kitan é uma exploração de petróleo localizado a aproximadamente 170 km da costa sul de Timor-Leste e a mais de 500 km a noroeste de Darwin, na Austrália. O campo é operado pela Eni JPDA 06-105 Pty Ltd e produz a partir de 3 poços, onde o hidrocarboneto é processado e armazenado para descarga nas instalações FPSO.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ A produção média petrolífera de Kitan em 2015 foi de 4.98 kbpd ▶ Kitan encerrou a 14 de Dezembro de 2015.
ConocoPhillips - JPDA PSC 03-12 and 03-13	<p>A exploração do Bayu-Undan uma exploração de gás condensado localizado a 250 km da costa sul de Timor-Leste e a 480 km a noroeste de Darwin, na Austrália. O campo é operado pela ConocoPhillips PSC 03-12 e 03-13 Pty Ltd. As instalações de campo incluem um Complexo Central de Produção e Processamento (DPP e CUQ), FSO, WP1, <i>pipelines</i> subaquáticos e <i>pipeline</i> de exportação de gás para Darwin. O campo possui 14 poços em produção, 3 poços de injeção de gás e 2 poços de injeção de água.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Havia 12 poços em produção de 2015. ▶ A produção média líquida de gás (condensado e LPG) em 2015 foi de 37.8 kbpd e o gás exportado para Darwin LNG permanece estável com uma média de 588 MMscf/dia. ▶ Foram perfurados dois poços adicionais em 2014 como parte do programa de desenvolvimento da fase III para aumentar a produção, contudo apenas um produziu em 2015, dado que o outro poço não estava em condições de produzir devido a má qualidade do reservatório e como tal o poço foi suspenso.
Minza Limited - JPDA PSC 06-101 A	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Durante o ano de 2015 não existiram trabalhos técnicos realizados pelo operador. ▶ Os esforços neste PSC centraram-se no foco em reolver os problemas comerciais, depois da Minza Limited, como operador único do PSC, ter declarado falência e ter requerido libertação das suas obrigações mínimas de produção. ▶ A Minza Limited nomeou uma entidade liquidatária de modo a resolver os problemas comerciais. ▶ Depois de várias comunicações com a entidade liquidatária, a ANP rescindiu o referido PSC sem qualquer penalidade para a Minza Limited, dado que declarou insolvência no final de 2015.
Woodside Energy Limited - JPDA PSC 03-19 and 03-20	<p>Realização de estudos geológicos e geofísicos de modo a aferir melhor as estimativas atuais de reservas e opções de desenvolvimentos</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Avaliação de métodos apropriados para o desenvolvimento do campo ▶ A ANP ainda está a aguardar novas orientações do governo de Timor-Leste e da Austrália sobre quaisquer trabalhos futuros.
Oilex - JPDA PSC 06-103	<p>Não existiram estudos geológicos nem geofísicos, assim como qualquer outro estudo técnico, neste PSC, durante o ano de 2015.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Tem existido uma discussão em foco no Oilex PSC durante o ano de 2015, que se prende com a negociação do acordo legal e comercial.
Eni-JPDA PSC 11-106	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Este PSC foi adjudicado a 13 de Abril de 2013 e expira em 2018. ▶ Foram efetuados novos estudos geológicos e geofísicos para identificar a área de perfuração.
Eni Timor-Leste SpA – PSC S-06-04	<ul style="list-style-type: none"> ▶ O terceiro período do PSC começou a 28 de Agosto de 2013 e foi estendido até 2018. ▶ Foram efetuados novos estudos geológicos e geofísicos para identificar a área de perfuração.
TIMOR GAP Offshore Unipessoal Limitada - PSC TL-S0-15-01	<p>Este PSC foi adjudicado à TIMOR GAP E.P na Resolução do Conselho de Ministros de acordo com o Artigo 22 da Lei das Atividades Petrolíferas no que respeita à participação do Estado e à decisão do Ministro e vinda no âmbito do PA.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ O PSC foi adjudicado em Dezembro de 2015. ▶ OPSC é 100% operado pela TIMOR GAP Offshore Unip. Lda, uma subsidiária da TIMOR GAP, EP ▶ No decorrer do mês de 2015, a operadora realizou uma pesquisa sísmica de banda larga 3-D sobre toda a área contratada como parte seu primeiro compromisso. A aquisição de dados sísmicos estava prevista estar concluída em Fevereiro de 2016.

Anexo G – Recursos Submarinos em Timor-Leste (Oil & Gas)



Fonte: Autoridade Nacional Petróleos e Minerais



Timor-Leste
EITI Extractive
Industries
Transparency
Initiative

