

7

Análise de risco

Um ponto de grande importância no estabelecimento de um regime de taxação para o petróleo é o correto entendimento dos custos envolvidos na escala completa de produção (ou seja, o ciclo de vida de um campo de petróleo) e os riscos de cada uma delas. Ao todo são seis fases, são elas: a aquisição da licença de concessão, exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e abandono.

A fase de aquisição tem início quando o governo anuncia a licitação de uma nova área para exploração e produção, em seguida a empresa vencedora começa a análise técnica (nesta fase são coletados dados técnicos do campo) para verificar se a exploração é viável ou não. Para que o campo seja comerciável tem que ser capaz de produzir uma quantidade de petróleo que justifique seus custos, que dependem de fatores como: localização da reserva (terra ou mar) e tamanho do campo. Como é uma fase que envolve altos riscos definir seu custo é uma tarefa difícil. A avaliação do campo vem em seguida, nesta fase as características do campo (tamanho, estrutura e qualidade) são definidas e as incertezas técnicas reduzem de forma considerável. Depois que os dados são coletados e avaliados, é necessário decidir se o campo vai ser desenvolvido ou não, esta decisão depende de fatores como: preço do petróleo, tamanho do campo e custos de extração. A penúltima fase é a produção, somente quando esta fase se inicia é que começam os custos de operação (todos os custos antes desta fase são chamados de custo de capital), a última fase é a de abandono, que ocorre quando o nível de produção não é suficiente para cobrir os custos de operação. Estes custos referem-se ao entupimento dos poços, a remoção dos equipamentos, dos tanques de produção e os custos de instalação.

Dentre os países que adotam o regime de concessão estão a Inglaterra, a Austrália e a Noruega. E dentre os que adotam o regime de partilha estão a Indonésia, a China e o Iraque (sendo que as características deste regime ainda estão sendo delineadas).

São feitos estudos dos regimes de concessão adotados na Austrália, na Noruega e no Brasil, e um estudo do regime de partilha adotado na Indonésia (este país foi escolhido por ter sido um dos primeiros a adotar este tipo de regime, e possuir uma característica peculiar: a divisão de uma parte das receitas entre governo e empresa assim que a produção começa). Em seguida é construído um modelo para cada regime e aplicado à área do Pré-Sal no Brasil. O objetivo é verificar qual regime de taxação cumpre com as principais características que este deve ter: neutralidade e simplicidade (pg: 40,41).

7.1.

Técnicas de análise de investimento

Para um investidor decidir se é viável economicamente investir em um projeto, é necessário identificar se o mesmo é viável economicamente ou não.

Existem várias técnicas de análise de investimento que auxiliam na tomada de decisão do investidor, dentre elas: valor presente líquido (VPL), taxa interno de retorno (TIR) e *payback*.

A seguir é feito um breve resumo de cada uma delas, apresentada sua regra de decisão e suas principais vantagens e desvantagens.

7.1.1.

Valor Presente Líquido (VPL)

Uma das técnicas utilizadas para identificar a viabilidade econômica de um projeto é o Valor Presente Líquido (VPL), que consiste em estimar em valor presente todas as receitas geradas pelo projeto e comparar com o valor presente do investimento. Caso o total da receita gerada em valor atual seja maior do que o investimento o projeto é considerado viável, caso seja inferior o projeto é considerado inviável.

A fórmula abaixo representa o cálculo do VPL:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t} \quad \text{eq. (20)}$$

Onde:

- FC t: representa o fluxo de caixa no t-ésimo período
- I: investimento inicial

- K: custo do capital
- n: número de períodos

Sua regra de decisão é: VPL (>) 0: projeto economicamente viável.

Como o projeto gera receitas em períodos diferentes é necessário converter todas estas para o período atual, o processo pela qual este ajuste é feito chama-se desconto. E a taxa utilizada representa o risco e a estrutura de capital do projeto, é o chamado custo de capital (K).

O objetivo deste método é identificar projetos que valham mais para os investidores do que custaram (Fonte: Samanez, Carlos Patrício: Geração de investimentos e geração de valor: pg 20). Sua principal vantagem é levar em conta no seu cálculo todos os fluxos de caixa gerados pelo projeto, um ponto importante é que este método não pode ser utilizado para comparar projetos mutuamente exclusivos que possuam vidas úteis distintas.

O passo a passo necessário para o cálculo do VPL é:

- Estimar o valor dos fluxos de caixa gerados pelo projeto (receita e custos)
- Calcular o custo do capital
- Calcular o valor do investimento
- Trazer a valor presente os fluxos de caixa gerados ao longo da vida útil do projeto e descontar do valor presente do investimento

Neste estudo será feito o cálculo do VPL pra cada país: Austrália, Noruega, Indonésia e Brasil.

7.1.2.

Taxa Interna de Retorno

A Taxa interna de retorno identifica a rentabilidade interna do investimento, matematicamente é a taxa de desconto que anula o VPL, é o valor de i^* que satisfaz a equação abaixo:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i^*)^t} = 0 \quad \text{eq. (21)}$$

A regra de decisão da TIR é: o projeto é viável se a TIR é maior do que o custo de oportunidade do capital. Ou seja, $TIR (>) K$ o projeto é viável. O gráfico abaixo mostra a relação que existe entre a TIR e o VPL:

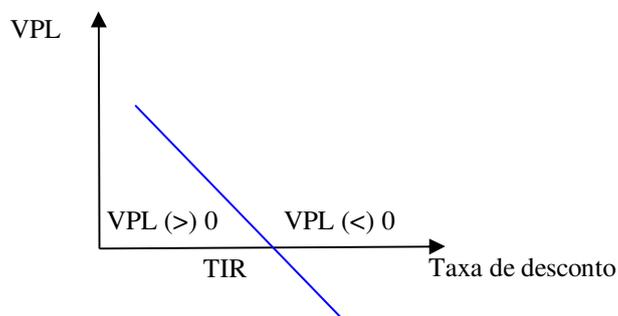


Figura 7.1.Regra de decisão do VPL

Fonte: elaboração própria

Se for usada no cálculo do VPL uma taxa de desconto maior do que a TIR este será negativo, e caso seja usada uma taxa inferior a TIR o mesmo será positivo.

Uma de suas vantagens é seu fácil entendimento e interpretação, alguns investidores preferem trabalhar com rentabilidade e porcentagens. Uma de suas desvantagens ocorre quando o projeto apresenta fluxo de caixa não convencional, ou seja, apresenta fluxos de caixa negativos e positivos de modo alternado. Quando isso ocorre o projeto pode apresentar mais de uma TIR.

7.1.3.

***Payback* descontado**

Um método mais subjetivo de análise de investimentos é o *payback* descontado, que indica em quanto tempo o investidor vai recuperar o capital gasto no projeto. Matematicamente consiste em determinar o T na equação abaixo:

$$I = \sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1+k)^t} \quad \text{eq. (22)}$$

Sua principal desvantagem é não levar em consideração os fluxos de caixa gerados após a recuperação do investimento.

7.2. Características do modelo

Este trabalho calcula o valor do VPL para dois campos de petróleo com tamanhos distintos, um com um volume recuperável de 1.000.000.000 de barris de petróleo e o outro com um volume recuperável de 4.000.000.000. Os dados do modelo encontram-se na tabela 7.1.

Tamanho do campo (bbl/bilhões)	Investimento (U\$ /bbl)	Vida útil do campo
1,0	8,00	23
4,0	7,20	27

Tabela 7.1: Características do modelo
Fonte: Elaboração própria

O investimento encontra-se distribuído da seguinte forma:

- Período de investimento: 2010-2012
- Início da operação: 2013

O cálculo do investimento considera um custo de exploração de desenvolvimento de U\$ 8,00 por barril, mais adiante será feita uma análise mais detalhada desse valor (pg: 98,99), e custo variável de U\$ 10,00 bbl (Fonte: planilha professor Marco Antonio, Puc-Rio).

Na avaliação econômica de um poço de petróleo o custo de abandono representa uma variável fundamental e deve ser considerada. Quando um poço começa a dar indícios de que sua produtividade está chegando ao fim a empresa responsável pela exploração e produção deve providenciar a desmontagem e a retirada de todos os equipamentos utilizados. Outro ponto importante do custo de abandono é que a área deve ser recuperada e apresentar as condições existentes antes da exploração e produção. Em alguns países os custos de abandono são explícitos nas regulamentações do governo, no caso do Brasil a ANP na portaria número 25, de 6 de março de 2002, define custo de abandono como:

“Art. 1º. O presente Regulamento disciplina os procedimentos a serem adotados no abandono de poços de petróleo e/ou gás, de maneira a assegurar o perfeito isolamento das zonas de petróleo e/ou gás e também dos aquíferos existentes, prevenindo:

I – a migração dos fluidos entre as formações, quer pelo poço, quer pelo espaço anular entre o poço e o revestimento; e

II – a migração de fluidos até a superfície do terreno ou o fundo do mar.”

(Fonte: <http://nxt.anp.gov.br>)

Para o poço com reserva de 1 bilhão de barris de petróleo foi considerado um custo de abandono de U\$ 286.532.951,29, e para o poço com o volume de 4 bilhões de barris de petróleo o custo de abandono é de U\$ 1.146.131.805,16

(Fonte: planilha professor Marco Antonio).

Para cada modelo o VPL foi calculado considerando-se dois cenários para a média de longo prazo do preço do petróleo. O primeiro cenário considera uma média de longo prazo de U\$ 54,36/bbl (pg: 70) e o segundo cenário considera uma média de longo prazo no valor de U\$ 95,00/bbl (pg: 71).

Para os preços foram simulados 10.000 caminhos e verificado se os VPLs calculados convergem. A tabela 7.2 indica que para o cenário de média de longo prazo igual à U\$ 54,36/bbl, e para um volume de 4 bilhões de barris de petróleo recuperáveis, todos os VPLs convergiram.

	Name	% Chg in Perc%	% Chg in Mean	% Chg in Std Dev
😊	Noruega_VPL	0,00	0,00	0,00
😊	Australia_VPL	0,00	0,00	0,00
😊	Indonesia_VPL	0,00	0,00	0,00
😊	Brasil_VPL	0,00	0,00	0,00

Tabela 7.2: Convergência dos VPLs - média de longo prazo de U\$ 54,36/bbl

Fonte: Elaboração própria

A tabela 7.3 indica que para o cenário de média de longo prazo igual à U\$ 95,00/bbl, novamente todos os VPLs convergiram (4 bilhões de barris de petróleo).

	Name	% Chg in Perc%	% Chg in Mean	% Chg in Std Dev
😊	Noruega_VPL	0,00	0,00	0,00
😊	Australia_VPL	0,00	0,00	0,00
😊	Indonesia_VPL	0,00	0,00	0,00
😊	Brasil_VPL	0,00	0,00	0,00

Tabela 7.3: Convergência dos VPLs - média de longo prazo de U\$ 95,00/bbl

Fonte: Elaboração própria

A seguir serão vistas as principais características do regime de taxaço do petróleo de cada país.

7.3.

Austrália

A indústria de petróleo na Austrália contribui, direta e indiretamente, de forma significativa para a sua economia. Diretamente aumenta a oferta de empregos e indiretamente contribui para aumentar a competitividade das principais indústrias exportadoras do país.

Em um estudo desenvolvido pela KPMG concluiu que a indústria de petróleo contribui diretamente com 0,5 % do PIB, ou U\$ 6,2 bilhões por ano. Cada refinaria contribui direta e indiretamente na sua localidade, ofertando cerca de 3.000 - 4.500 trabalhos.

O setor de petróleo sustenta a competitividade de indústrias chaves de exportação, pois os produtos petrolíferos compõem uma parcela significativa dos custos de insumos destas indústrias, sendo: 27% no transporte aéreo, 19% no transporte rodoviário, e cerca de 12% nos custos de empresas de mineração (Fonte: <http://www.aip.com.au>).

O setor responsável por promover o diálogo entre o governo, as indústrias de petróleo e a comunidade é a “*Australian Institute of Petroleum- AIP*”, que foi fundada em 1976. Sua missão é : “*To promote and assist in the development of a strong, internationally competitive Australian petroleum products industry, operating efficiently, economically and safely, and in harmony with environment and community standards. Through the active involvement of its members, AIP provides responsible and principled representation of the industry along with factual and informed discussion of downstream petroleum sector issues.*” (Fonte: <http://www.aip.com.au>).

A Austrália adota um regime de concessão aplicado às áreas de produção *offshore*, que combina o pagamento de Imposto de Renda (IR) e uma taxa especial aplicada a projetos de petróleo. Seguem abaixo suas principais características:

- *Royalty*: até 1990 era cobrada uma taxa de 10%, a partir desta data a cobrança foi abolida.

- Imposto de renda (IR): é cobrada uma taxa de 30% (é a mesma porcentagem cobrada de todas as empresas que atuam na Austrália).

- *Capital Expenditure* (CAPEX): depreciado linearmente, de acordo com o tempo de vida do campo.

- Petroleum Resource Rent Tax (PRRT): projetos de petróleo pagam uma taxa especial chamada *Petroleum Resource Rent Tax*, esta representa uma taxa de 40% do fluxo de caixa livre, e é deduzida da base de cálculo do imposto de renda. Esta taxa somente começa a ser paga somente depois que a empresa recupera todos os seus custos de desenvolvimento e exploração.

- Os valores/gastos do custo de capital que não foram deduzidos são calculados usando-se uma *uplift tax*. Para os custos de exploração a taxa é de 23%, e para os custos de desenvolvimento a taxa é de 15%. Sendo assim, esses custos são calculados e deduzidos dos fluxos de caixa líquido. Até que o valor do fluxo de caixa líquido seja positivo nenhum PRRT é pago, incluindo os custos com a *uplift tax*.

7.4.

Noruega

A atividade de exploração e produção de petróleo na Noruega em sua fase inicial foi dominada pelas companhias estrangeiras, responsáveis pelo desenvolvimento dos primeiros campos de petróleo no país.

Em 1972 foi criado o Statial, e estabelecido o princípio de que o Estado teria uma participação de 50% em cada licença concedida.

Em 1985 a participação do Estado foi reorganizada e dividida em duas: uma ligada a companhia e outra tornando-se parte do Interesse Financeiro do Estado (SDFI) em operações de petróleo.

O poço de *Ekofisk*, considerado um dos maiores do país, é explorado desde 15 de junho de 1971, e espera-se que sua produção continue até 2050. A partir desta data várias descobertas foram feitas.



Figura 7.2: The Ekofisk field_Noruega

Fonte: <http://www.regjeringen.no>

As atividades petrolíferas contribuem significativamente para o crescimento econômico da Noruega e para o financiamento do bem estar estatal. No ano de 2009 o setor de petróleo foi responsável por 21% da criação de valor no país.

A produção norueguesa de petróleo se mantém estável desde 1995, produzindo cerca de três milhões de barris por dia (incluindo Gás Natural). No ano de 2001 a produção atingiu um pico de 3,4 milhões de barris por dia, e em 2009 a produção passou a ser de 2,4 milhões de barris por dia. (Fonte: <http://www.regjeringen.no>).

A Noruega em 2007 ocupava o quinto lugar no *rank* dos maiores países exportadores de petróleo, com um consumo interno relativamente baixo o país pode exportar de forma significativa. De acordo com o ministro de Petróleo e Energia da Noruega (2006), o país possui condições de se manter lucrativo na produção de petróleo por mais 50 anos e produtor de gás por outros 100 anos, em suas palavras “*We seek to produce more of the fossil fuels that the world needs, and no matter how successful the breakthroughs may be in alternative energies, the world will continue to rely on fossil fuels for decades to come*” (Fonte: *Petroleum Taxation*, Carole Nakhle. pg.40).

Somente 35% dos recursos da Noruega foram explorados, com isso existe um grande potencial de valor a ser criado na atividade de exploração e produção de petróleo neste país.

O regime deste país possui as seguintes características:

- *Royalty*: até 1975 era cobrada uma taxa de 10%, sendo em 1 de janeiro de 1986 abolido.
- Imposto de renda (IR): atualmente é cobrada uma taxa de 28%.

- *Special petroleum tax (SPT)*: é cobrada uma taxa de 50% sobre a renda da produção *offshore*. Esta taxa não é deduzida da base de cálculo do IR. Para campos que foram aceitos depois de 1 de janeiro de 1986 a taxa *uplift* é de 5% durante 6 anos, sobre os gastos com cada bem usado na produção e no transporte.

- A depreciação para a base de cálculo do IR e da SPT é considerada linear ao longo de seis anos.

O IR e SPT permitem que as perdas sejam compensadas no futuro, por isso nenhuma taxa é paga até que todas as perdas sejam absorvidas. Os custos de abandono podem ser deduzidos a uma taxa equivalente a taxa do imposto.

País	Royalty	Imposto de Renda	Special Petroleum Tax	Tax Reliefs
Austrália		30%	40%	15-23%: Custos de abandono não são dedutíveis.
Noruega		28%	50%	5%: Custos de abandono parcialmente dedutíveis

Tabela 7.4: Sistemas de Concessão

Fonte: *Petroleum Taxation*, Nakhle Carole. pg:42

Em ambos os países os *royalties* não são pagos, a alíquota do IR gira em torno de 28% - 30% e uma diferença pode ser notada em relação à base de cálculo do IR. Na Austrália a PRRT é deduzida da base de cálculo do IR, enquanto que no caso da Noruega a SPT não é dedutível da base de cálculo do IR.

7.5.

Indonésia

A exploração de petróleo na Indonésia teve início no ano de 1871, sendo que a primeira produção comercial ocorreu em 1885. Na primeira metade do século 20 a indústria petrolífera no país era dominada por três grandes companhias: Shell/BPM, STANVAC, e Caltex.

O país se tornou independente e virou uma república em 1945, com isso uma nova fase de exploração de produção começou. No mesmo ano o Estado decretou: “*All of Indonesia's land, water and natural resources are controlled by the State and will be utilized for the greatest benefit and welfare of its people*”.

(Fonte: <http://www.ipa.or.id>).

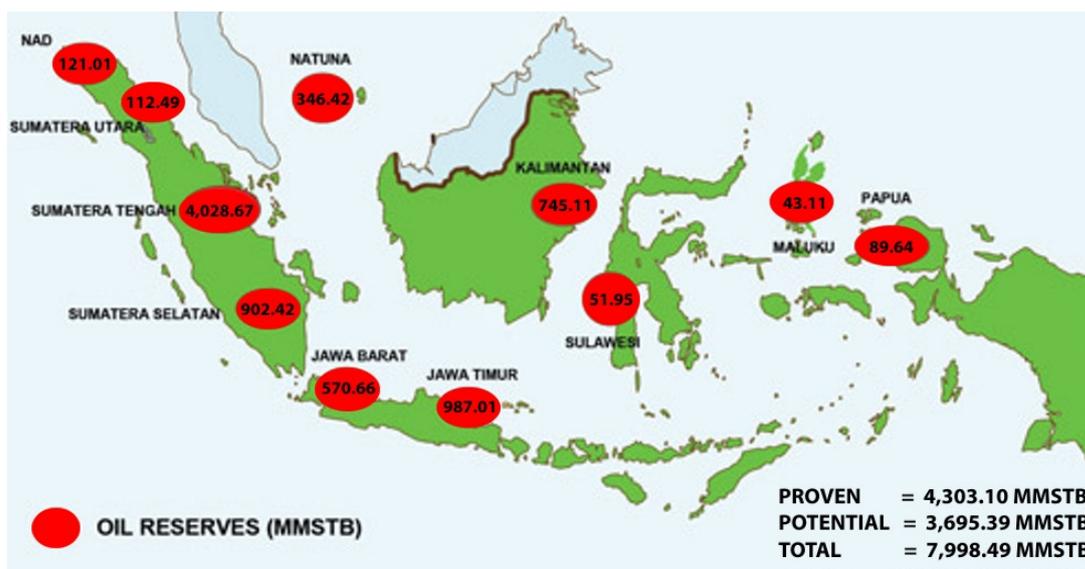


Figura 7.3: Reservas de petróleo_Indonésia

Fonte: <http://www.ipa.or.id>

Um contrato de partilha foi adotado pela primeira vez neste país nos anos 60. Este contrato ficou famoso por ter uma porcentagem de divisão de 85/15 em favor do Estado.

O contrato adotado atualmente possui as seguintes características:

- *Royalties*: não são cobrados.
- Imposto de renda (IR): é cobrada uma taxa de 44%.
- É o primeiro país a cobrar a chamada “parcela do petróleo” (*First Tranche Petroleum –FTP*), está exige que 20% da produção seja dividida entre o Estado e o contratante da seguinte forma: 64/36 (em favor do governo), e antes da recuperação dos custos. É cobrado sobre a receita bruta e garante ao Estado uma receita mínima assim que a produção começa. Essa divisão faz com que, na realidade, a recuperação dos custos esteja limitada a 80%.

- A depreciação é 25% ao ano durante quatro anos.

- O bônus da produção é pago da seguinte forma:

- Produção diária < 50.000 barris/dia (bbl/day): a empresa paga ao governo £ 10 M.
- 50.000 bbl/dia < Produção diária < 100.000 bbl/dia: a empresa paga ao governo um adicional de £ 10 M.
- Produção diária > 250.000 bbl/dia: a empresa paga ao governo um adicional de £ 25 M.

Este regime adota a opção chamada de *Domestic Market Obligation* (DMO), através desta o governo tem a opção de comprar uma parcela da produção da empresa a um preço inferior ao preço de mercado. No caso da Indonésia a empresa deve vender 25% da produção a uma empresa nacional de petróleo (Pertamina), e depois de 60 meses (cinco anos) de produção o preço que a empresa recebe por essa venda é 25% do preço de mercado.

7.6.

Fluxo de Caixa no regime de Concessão

Para que seja avaliado o impacto que um determinado regime de taxaço tem sobre o valor presente líquido do fluxo de caixa gerado pela exploração do petróleo é necessária à previsão do valor do seu fluxo de caixa.

Para um regime de concessão o fluxo de caixa líquido (FCL) é calculado da seguinte forma:

$$\mathbf{FCL}_t = \mathbf{RB}_t - \mathbf{C}_t - \mathbf{T}_t \quad \text{eq. (23)}$$

Onde:

- FCL_t: Fluxo de caixa líquido em t.
- RB: renda bruta gerada no período t. $RB = P_t \times Q_t$, onde P_t é o preço do petróleo no tempo t e Q_t é a quantidade produzida no período t.
- CT: custo total no período t. que inclui os custos de exploração (CAPEX) e os custos de operação (OPEX).
- T_t: representa o total de taxas pagas no período t, no caso de um regime de concessão inclui o *royalty*, o imposto de renda e *special petroleum tax* (SPT).

O total de taxas pagas varia de acordo com o regime. A seguir é visto como calcular o fluxo de caixa líquido em cada um dos regimes explicados acima e o valor do VPL de cada país.

7.6.1. Fluxo de caixa no regime fiscal da Austrália

Este regime combina o pagamento de duas taxas, o IR e o PRRT. O fluxo de caixa líquido (após o pagamento das taxas) é calculado da seguinte forma:

$$FCL_t = RB_t - OPEX_t - CAPEX_t - PRRT_t - IR_t \quad \text{eq. (24)}$$

Onde: IR_t representa o imposto de renda pago no período t , sendo o **PRRT** calculado da seguinte forma:

$$PRRT_t = T_{PRRT} \times [RB_t - OPEX_t - (CAPEX_t \times up_{tx})], \text{ onde:}$$

- T_{prrt} : é a taxa PRRT.
- up_{tx} : é a taxa uplift.
- E o IR é calculado da seguinte forma:

$$IR_t = T_{IRA} \times (RB_t - OPEX_t - Depr - PRRT_t), \text{ onde:}$$

- T_{IRA} : é a taxa de imposto de renda.
- $Depr$: depreciação.
- $PRRT$: descontado da base de cálculo do IR.

A receita do governo ocorre através da taxa PRRT e do IR.

As figuras abaixo contêm os VPLs de um campo com um volume recuperável de 4,0 bilhões de barris de petróleo, considerando dois cenários para a média de longo prazo do Movimento de Reversão à Média.

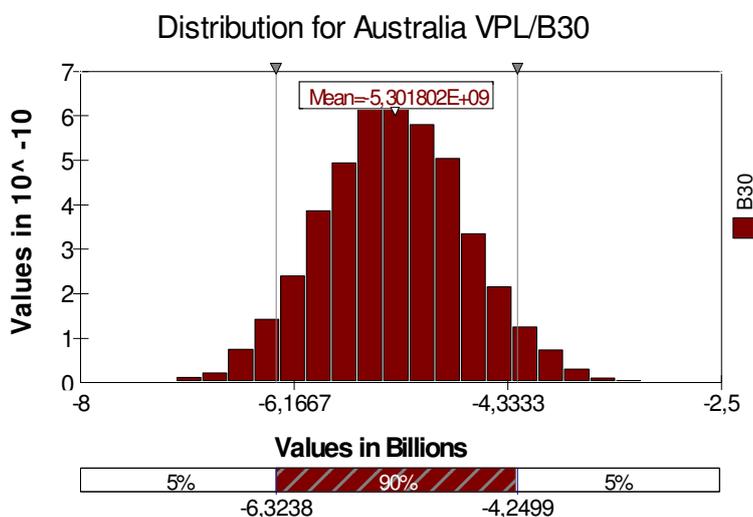
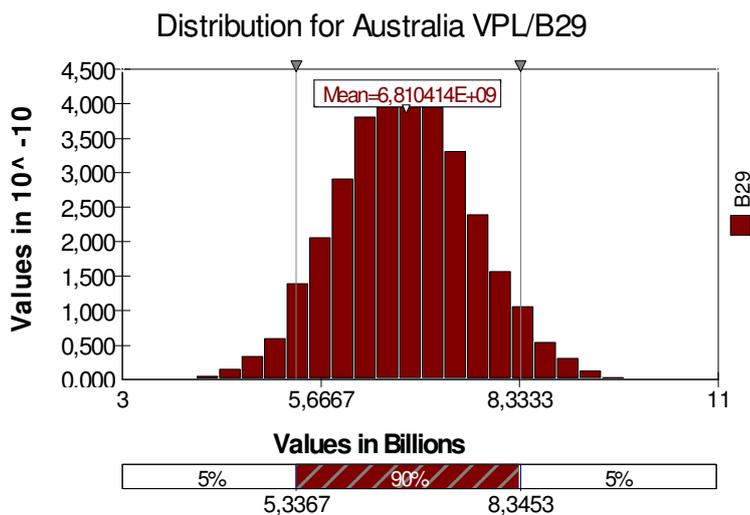


Figura 7.4: VPL Austrália_4,0_U\$ 54,36

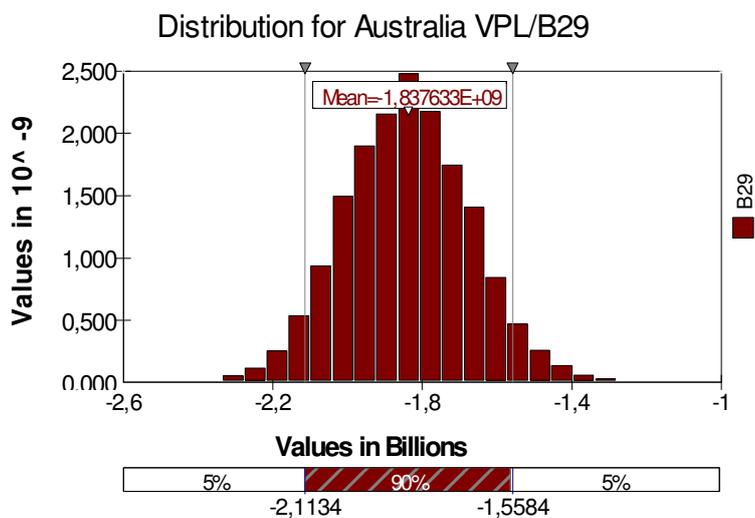
Fonte: Elaboração própria

O VPL na Austrália para um campo com volume recuperável de 4,0 bilhões de barris de petróleo e uma média de longo prazo de U\$ 54,36/bbl é U\$ - 5.301.802.000 (figura 7.4), e para uma média de longo prazo de U\$ 95,00/bbl é U\$ 6.810.414.000 (figura 7.5).

**Figura 7.5:** VPL Austrália_4,0_ U\$ 95,00

Fonte: Elaboração própria

As figuras 7.6 e 7.7 contêm os histogramas para um volume recuperável de 1,0 bilhão de barris de petróleo.

**Figura 7.6:** VPL Austrália_1,0_ U\$ 54,36

Fonte: Elaboração própria

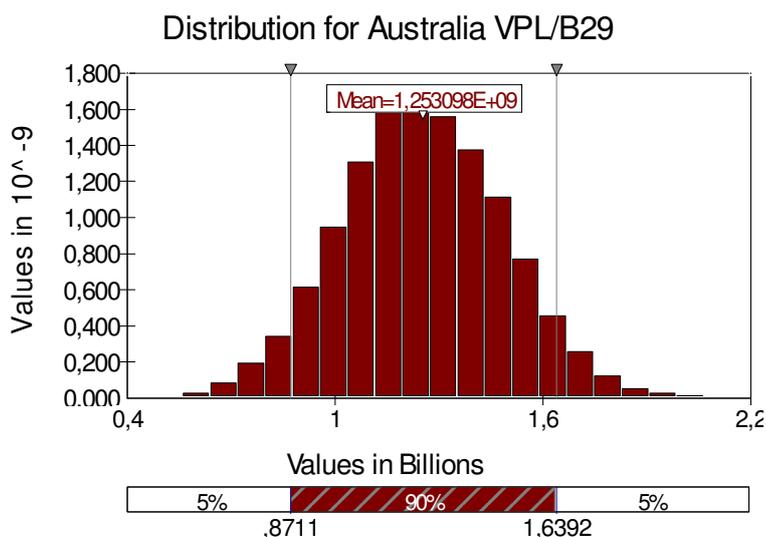


Figura 7.7: VPL Austrália_1,0_ U\$ 95,00

Fonte: Elaboração própria

Para o caso de um volume recuperável de 1,0 bilhão de barris de petróleo o valor do VPL para a média de longo prazo no valor de U\$ 54,36/bbl é U\$ - 1.837.633.000, e para uma média de longo prazo no valor de U\$ 95,00/bbl o VPL é U\$ 1.253.098.000.

A tabela 7.5 traz um resumo dos resultados encontrados.

Tamanho do campo	Média de longo prazo	
	U\$ 54,36	U\$ 95,00
1,0	U\$ -1.837.633.000	U\$ 1.253.098.000
4,0	U\$ -5.301.802.000	U\$ 6.810.414.000

Tabela 7.5: VPL_Austrália

Fonte: Elaboração própria

A Austrália apresentou VPL negativo para uma média de longo prazo de U\$ 54,36 para ambos os volumes de campo. Para uma média de longo prazo de U\$ de U\$ 95, 00, para ambos os volumes de campo, o VPL calculado foi positivo.

7.6.2.

Fluxo de caixa no regime fiscal da Noruega

O regime fiscal da Noruega incorpora o pagamento do IR e da SPT. O valor do fluxo de caixa líquido é:

$$FCL_t = RB_t - OPEX_t - CAPEX_t - SPT_t - IR_t \quad \text{eq. (25)}$$

Onde SPT_t representa o SPT no período t , e é calculado da seguinte forma:

$$SPT_t = T_{SPT} \times (RB_t - OPEX_t - \text{Depr} - \text{up}_{NT}), \text{ onde:}$$

- T_{SPT} a taxa do SPT.
- up_{NT} a taxa *upfield* (que é 5% em 6 anos)

O IR é calculado como demonstrado a seguir:

$$IR_t = T_{IRN} \times (RB_t - OPEX_t - \text{Dep}), \text{ onde:}$$

- T_{IRN} : é a taxa de imposto de renda.
- Dep : depreciação.

A receita do governo neste país ocorre através da taxa SPT e do IR.

As figuras 7.8 e 7.9 representam o VPL para um volume de 4,0 bilhões de barris.

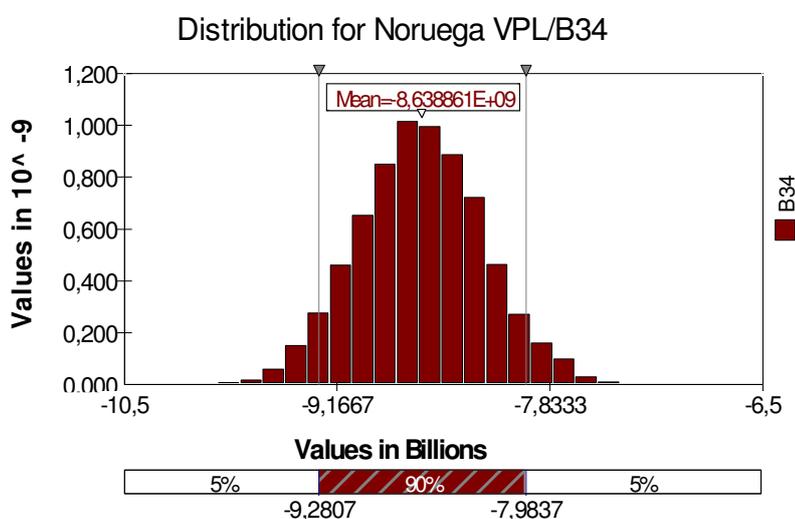


Figura 7.8: VPL Noruega_4,0_US\$ 54,36

Fonte: Elaboração própria

A figura 7.8 indica o histograma do VPL para um campo com 4 bilhões de barris de petróleo e uma média de longo prazo de US\$ 54,36, o valor encontrado foi de US\$ -8.638.861.000. Para uma média de longo prazo de US\$ 95,00 o valor do VPL foi de US\$ -1.293.072.000, figura 7.9.

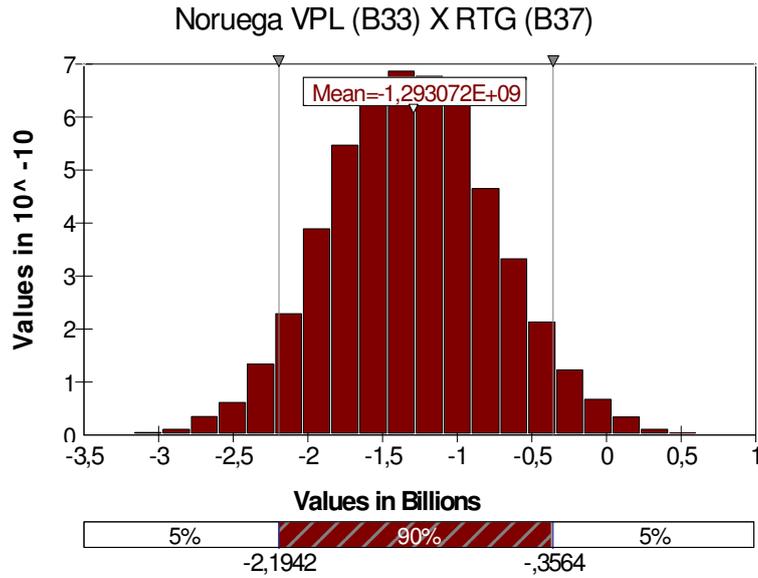


Figura 7.9: VPL Noruega_4,0_US\$ 95,00
 Fonte: Elaboração própria

Para um volume recuperável de 1,0 bilhão de barris, os histogramas encontram-se nas figuras 7.10 e 7.11.

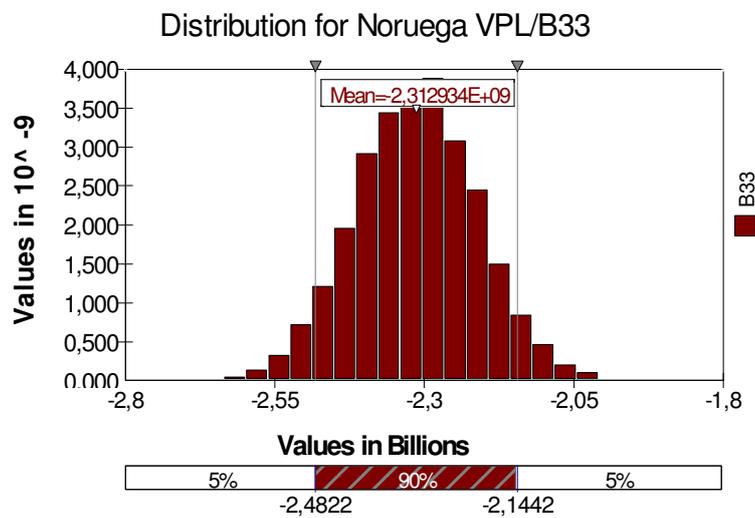


Figura 7.10: VPL Noruega_1,0_US\$ 54,36
 Fonte: Elaboração própria

No caso de uma média de longo prazo de US\$ 54,36/bbl o VPL é US\$ - 2.312.934.000 , e para uma média de longo prazo no valor de US\$ 95,00/bbl o VPL US\$ -527.831.000.

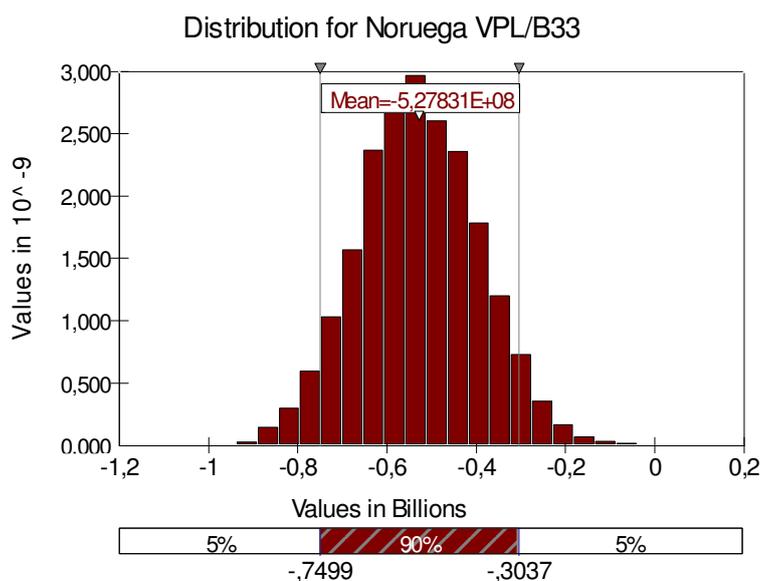


Figura 7.11: VPL Noruega_1,0_US 95,00
Fonte: Elaboração própria

A tabela 7.6 traz um resumo dos resultados encontrados.

Tamanho do campo	Média de longo prazo	
	US\$ 54,36	US\$ 95,00
1,0	US\$ -2.312.934.000	US\$ -527.831.000
4,0	US\$ -8.638.861.000	US\$ -1.293.072.000

Tabela 7.6: VPL_Noruega
Fonte: Elaboração própria

Para uma média de longo prazo de US\$ 95,00 bbl, para ambos os volumes do campo os VPLs da Noruega ficaram negativos. O mesmo ocorre para uma média de longo prazo de US\$ 54, 36 bbl para ambos os volumes os VPLs dos projetos ficam negativos, indicando a sua inviabilidade.

7.6.3. Fluxo de caixa no regime fiscal do Brasil

O Brasil adota o regime de concessão, a remuneração do governo ocorre através do pagamento dos *royalties*, da participação especial (PE) e do pagamento pela ocupação ou retenção da área (POA).

O valor do fluxo de caixa líquido é feito da seguinte forma:

$$\text{FCL}_t = \text{RB}_t - \text{CF}_t - \text{CV}_t - \text{Royalty}_t - \text{PE}_t - \text{IR} \quad \text{eq. (26)}$$

Onde:

- $\text{Royalty}_t = \text{TRY} \times \text{RB}_t$, onde TRY é 10%.
- CF_t = custo fixo em t
- CV_t = custo variável em t
- PE_t : calculado sobre a receita líquida trimestral (pg: 50).
- IR: Imposto de Renda

A receita do governo nesse regime ocorre através dos *Royalties*, da PE, e do IR. Os CV, CF e os *royalties* são descontados da base de cálculo da participação especial.

As figuras a seguir ilustram os VPLs para o Brasil nos casos estudados.

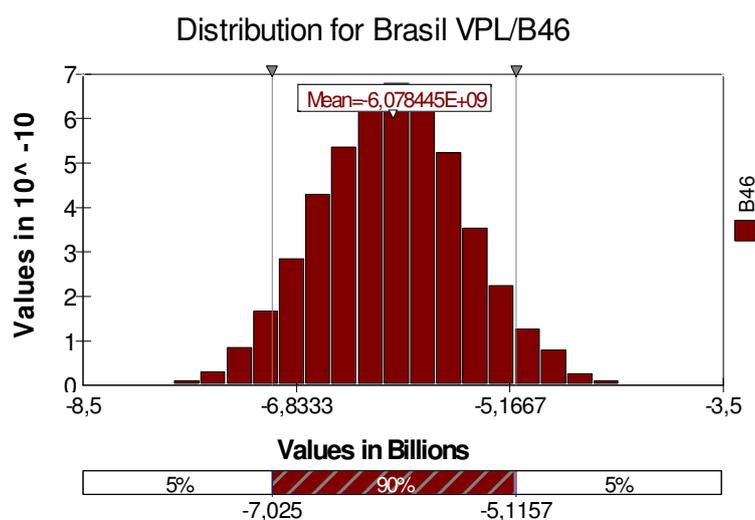


Figura 7.12: VPL Brasil_4,0_U\$ 54,36

Fonte: Elaboração própria

As figuras 7.12 e 7.13 representam os histogramas para um volume recuperável de 4,0 bilhões de barris de petróleo. Para uma média de longo prazo de U\$ 54,36 bbl o VPL é U\$ -6.078.445.000, e para uma média de longo prazo de U\$ 95,00 bbl o VPL é U\$ 4.724.663.000.

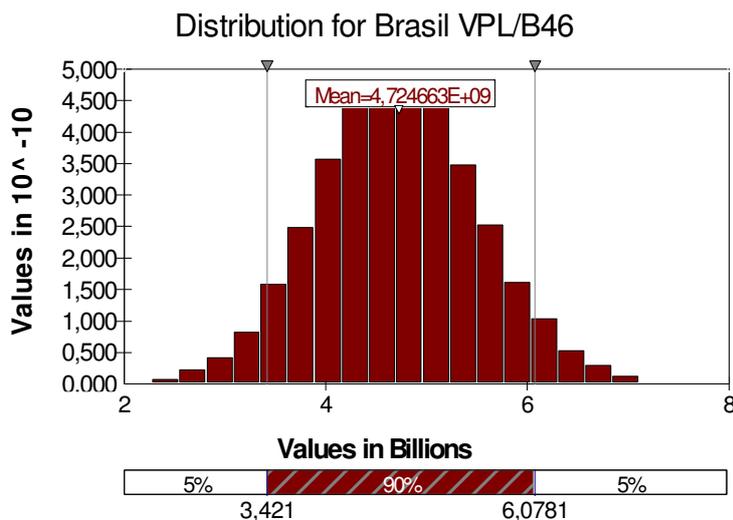


Figura 7.13: VPL Brasil_4,0_U\$ 95,00

Fonte: Elaboração própria

As figuras 7.14 e 7.15 contêm os histogramas para um volume recuperável de 1,0 bilhão de barris.

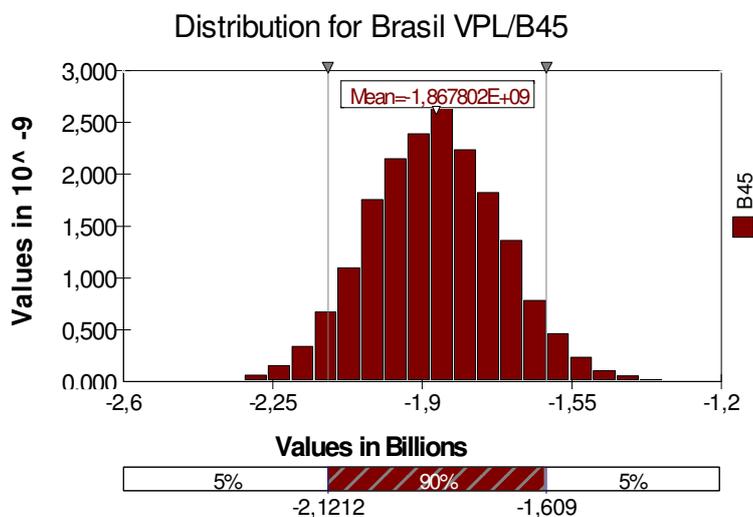


Figura 7.14: VPL Brasil_1,0_U\$ 54,36

Fonte: Elaboração própria

Para uma média de longo prazo de U\$ 54,36 o VPL do Brasil é da ordem de U\$ -1.867.802.000, e para uma média de longo prazo de U\$ 95,00 o VPL é U\$ 989.700.200.

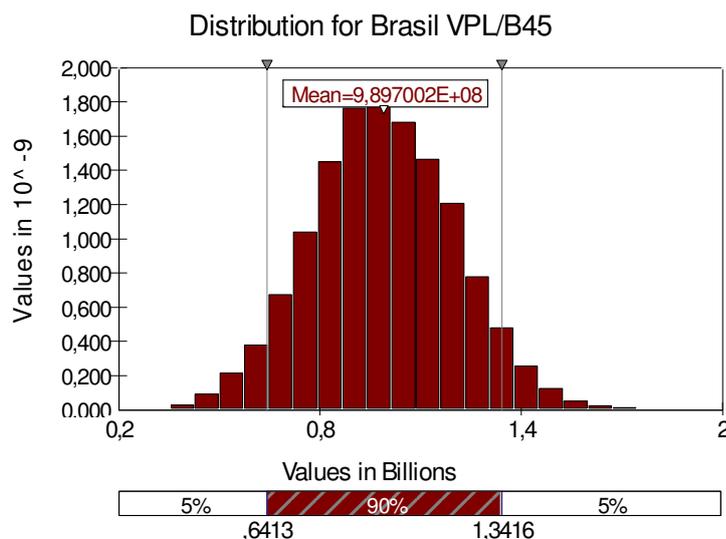


Figura 7.15: VPL Brasil_1,0_U\$ 95,00

Fonte: Elaboração própria

A tabela 7.7 traz um resumo dos resultados encontrados.

Tamanho do campo	Média de longo prazo	
	U\$ 54,36	U\$ 95,00
1,0	U\$ -1.867.802.000	U\$ 989.700.200
4,0	U\$ -6.078.445.000	U\$ 4.724.663.000

Tabela 7.7: VPL_Brasil

Fonte: Elaboração própria

Para o Brasil pode-se observar uma queda no valor do VPL quando o volume recuperável passa para 4,0 bilhões de barris, o que pode ser atribuído ao pagamento da PE, que aumenta o custo dos investidores particulares.

7.7.

Fluxo de caixa no regime de Partilha

Para que seja calculado o fluxo de caixa líquido em um regime de partilha os seguintes passos são necessários:

- Calcula-se a renda líquida, que é a Receita Bruta (RB) menos o pagamento do royalty.
- Em seguida calcula-se o custo do petróleo, que inclui os custos de operação e os custos com a depreciação do CAPEX.

- Comparam-se os custos recuperáveis com o limite na receita imposto pelo governo, em seguida determina-se os níveis de dedução dos custos permitidos em determinado período.
- A diferença entre a receita líquida (*net revenue*) e o custo do petróleo determina o *profit oil* que será dividido entre a empresa e o governo. A parcela do *profit oil* destinada à empresa pode ser expressa da seguinte forma: $Contractor\ profit\ oil = Net\ Revenue - cost\ recovery - government\ share$ (Fonte: Petroleum Taxation, Carole Nakhle: pg.84).
- - Finalmente se paga o IR, caso este seja cobrado.

Resumindo, a receita da empresa será composta por:

Recuperação dos custos

(+) Parte da empresa no *profit oil*

(-) DMO

(-) Royalty

(-) Impostos

A participação do governo será composta por: *royalty*, parcela do *profit oil*, bônus, DMO, e imposto.

7.7.1

Fluxo de caixa no regime da Indonésia

O cálculo do fluxo de caixa líquido de uma indústria de petróleo, que está submetida ao regime fiscal vigente neste país, pode ser feito da seguinte forma:

$$FCL_t = RB - OPEX - CAPEX - \text{Parcela do Governo no FTP} - DMO - \text{Governo Profit Oil (PO)} - \text{Bônus} - IR \quad \text{eq. (27)}$$

Onde:

- FTP: representa a primeira divisão do petróleo, ou seja, 20% da produção total é dividida entre a empresa e o governo (64/36: em favor do governo), antes da recuperação dos custos. Total FTP = 20% X Receita.
- Parcela do Governo no FTP: 64% X Total FTP.

- Parcela da empresa no FTP: 36% X Total FTP.
- DMO: RB X 25% X 75% X 36% (depois de 60 meses a companhia vende 25% da sua produção por 75% do preço de mercado).
- Governo *Profit Oil* (representa a parcela do governo na fase *profit oil*): 64%X Total do *profit oil*.

Onde:

- -Total *profit oil*: RB - Total FTP – Parcela dos custos recuperáveis.
- -Parcela dos custos recuperáveis: OPEX + CAPEX intangível +Dep.
- -Limite para recuperação dos custos: 80% da RB. Os custos que excederem o limite serão recuperados no futuro.
- IR: T IRI x (Total de lucro da empresa –DMO-Bônus).

Neste regime a renda destinada ao governo é a parcela do FTP, o DMO, o bônus e o imposto de renda.

As figuras 7.16 e 7.17 contêm os histogramas para uma média de longo prazo de U\$ 54,36 bbl. Para um volume recuperável de 4,0 bilhões de barris o VPL é U\$ -9.007.292.000 e para um volume de 1,0 bilhão de barris é U\$ -2.306.053.000.

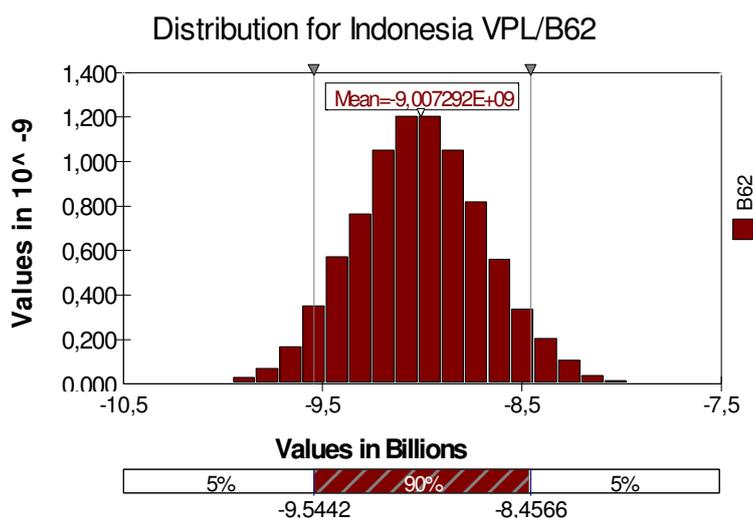


Figura 7.16: VPL Indonésia_4,0_U\$ 54,36

Fonte: Elaboração própria

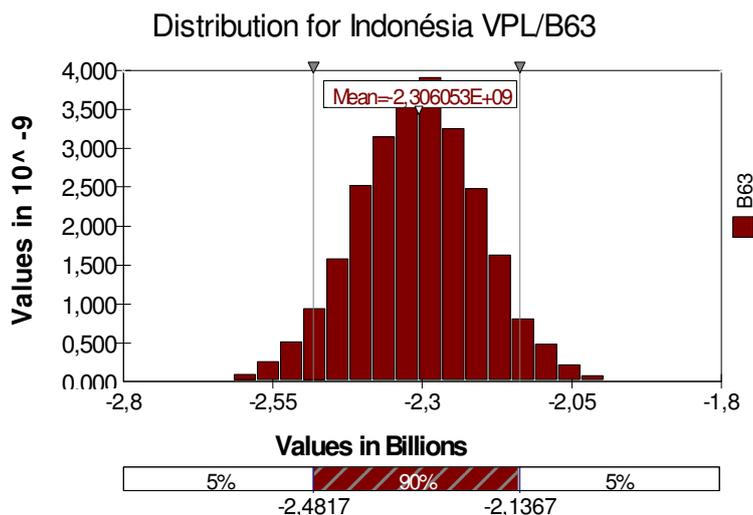


Figura 7.17: VPL Indonésia_1,0_US\$ 54,36
 Fonte: Elaboração própria

Para uma média de longo prazo de US\$ 95,00 bbl os histogramas estão representados nas figuras 7.18 e 7.19.

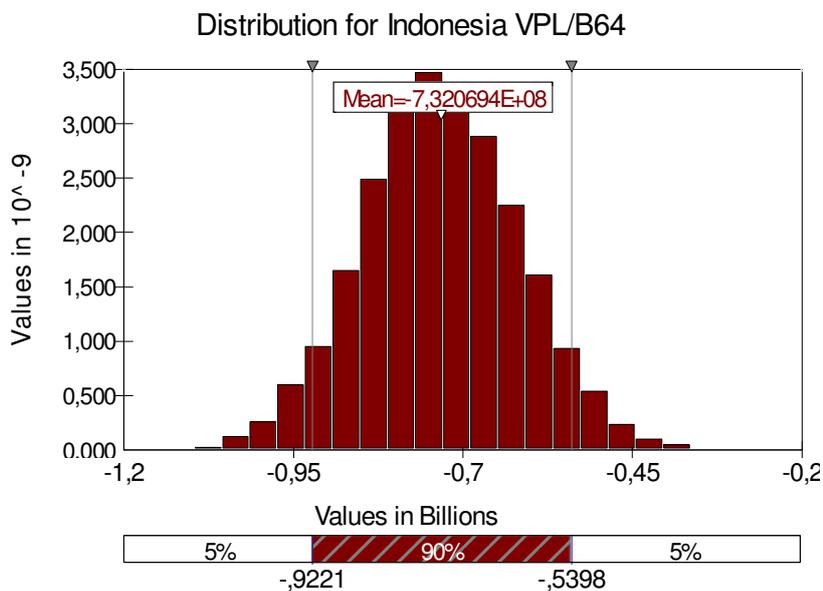


Figura 7.18: VPL Indonésia_1,0_US\$ 95,00
 Fonte: Elaboração própria

O VPL para um volume de 4,0 bilhões de barris o VPL é US\$ - 2.501.182.000, e para um volume recuperável de 1,0 bilhão o VPL é US\$ - 732.069.400.

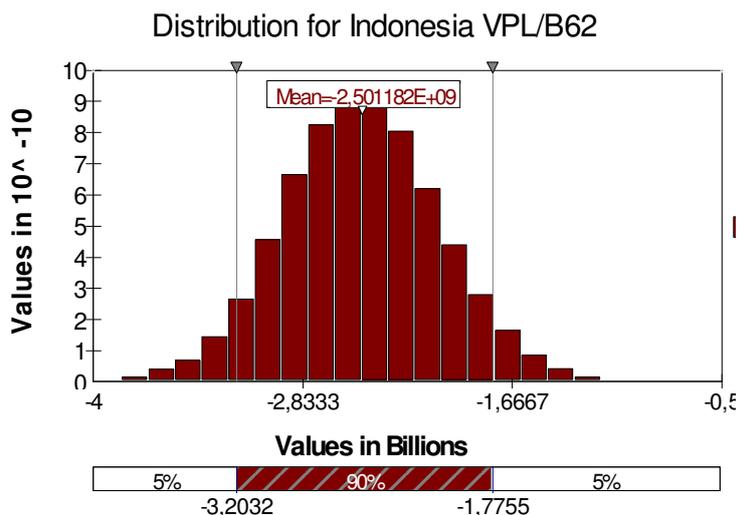


Figura 7.19: VPL Indonésia_4,0_U\$ 95,00
Fonte: Elaboração própria

A tabela 7.8 traz um resumo dos resultados encontrados.

Tamanho do campo	Média de longo prazo	
	U\$ 54,36	U\$ 95,00
1,0	U\$ - 2.306.053.000	U\$ -732.069.400
4,0	U\$- -9.007.292.000	U\$ -2.501.182.000

Tabela 7.8: VPL_Indonésia
Fonte: Elaboração própria

A Indonésia apresentou, para uma média de longo prazo de U\$ 54, 36, VPL negativo para ambos os tamanhos de campo.

Para uma média de longo prazo de U\$ 95,00 ambos os campos são inviáveis, o que não significa que o regime de taxaço na presente distorções, pois o VPL de um campo com 4,0 bilhões de barris de petróleo recuperáveis possui um valor muito inferior ao valor de um campo com 1,0 bilhão de barris.

A tabela 7.9 contém os valores dos VPLs de todos os países estudados para uma média de longo prazo de U\$54,36/bbl.

País	Tamanho do campo (bilhões de barris)	
	1,0	4,0
Austrália	U\$ -1.837.633.000	U\$ -2.732.032.000
Noruega	U\$ -2.312.934.000	U\$ -6.971.189.000

Brasil	U\$ -1.867.802.000	U\$ -3.690.971.000
Indonésia	U\$-2.306.053.000	U\$ -7.618.090.000

Tabela 7.9: VPLs_U\$54,36/bbl

Fonte: Elaboração Própria

Pode-se observar que todos os países estudados apresentaram VPL negativo, para ambos os volumes de campo. Para um campo com um volume de 1 bilhão de barris de petróleo os países que apresentaram os piores valores de VPL foram a Noruega, que adota o regime de concessão, e a Indonésia, que adota o regime de partilha.

O país que apresentou o melhor valor, embora ainda seja negativo, foi a Austrália, sendo seguido pelo Brasil, para ambos os tamanhos de campo. Estes países possuem como regime de taxaço a concessão, sendo a principal diferença entre eles, o fato de que no Brasil além do pagamento do IR e do *royalty*, também existe o pagamento da participação especial. O que provoca uma queda do VPL do Brasil em relação à Austrália. Também pode ser observado que a diferença entre ambos diminui para o campo com menor volume, onde o pagamento da participação especial é menor.

A Noruega apresenta VPL negativo para ambos os volumes, sendo que a principal diferença em relação à Austrália reside no fato de que na Noruega a SPT não é descontada da base de cálculo do IR e na Austrália a PRRT é descontada da base de cálculo do IR, o que explica o fato do VPL na Noruega ser menor do que na Austrália.

A Indonésia também apresenta valor negativo para o VPL nos dois volumes. Pode-se verificar que neste país é mais rentável para o investidor investir em um campo com um volume de 1,0 bilhão de barris do que em um com um volume de 4,0.

Para uma média de longo prazo de U\$95,00/bbl, os valores do VPLs encontram-se na tabela 7.10.

País	Tamanho do campo (bilhões de barris)	
	1,0	4,0
Austrália	U\$ 1.253.098.000	U\$ 6.810.414.000
Noruega	U\$-527.831.00	U\$ -1.293.072.000
Brasil	U\$ 989.700.200	U\$ 4.724.663.000

Indonésia	U\$ -732.069.400	U\$ -2.501.182.000
-----------	------------------	--------------------

Tabela 7.10: VPLs_U\$95,00/bbl

Fonte: Elaboração Própria

Novamente a Austrália é o país que apresenta o melhor valor para o VPL, sendo a Indonésia o que apresenta o menor valor.

Uma questão que deve ser destacada é o fato de que países que adotam o mesmo regime de taxaço apresentaram valores distintos para o VPL, são eles: a Austrália apresentou um valor positivo, indicando que é viável para o investidor particular explorar o campo, e por outro lado a Noruega apresentou um valor negativo. (tabela 7.10). Esta diferença só pode ser verificada para uma média de longo prazo de U\$95,00/bbl.

O Brasil apresentou VPL positivo pra ambos os volumes de campo.

Um fator decisivo para o cálculo da viabilidade do projeto é o valor total do investimento necessário à sua implantação. Para projetos cujo valor do investimento ainda é incerto; devido às incertezas acerca da tecnologia necessária para exploração, a dificuldade de acesso ao poço, as dificuldades de extração, como é o caso das reservas do Pré-sal, uma questão de grande importância é o cálculo do custo de extração por barril.

Um conceito de grande importância em economia é a análise do ponto de equilíbrio (*breakeven analysis*). O ponto de equilíbrio pode ser de dois tipos: o ponto de equilíbrio operacional ou o ponto de equilíbrio econômico. O ponto de equilíbrio operacional representa o nível de vendas em que o Lucro antes de juros e impostos é igual a zero. Neste ponto a empresa não possui lucro nem prejuízo. Nesta análise as vendas cobrem apenas os custos e as despesas fixas e variáveis.

O ponto de equilíbrio econômico inclui o custo o custo de oportunidade do capital, de forma a satisfazer as expectativas dos acionistas em relação ao custo de oportunidade do capital aplicado. Pode ser encontrado determinando-se o volume de vendas que torna o VPL nulo.

Este trabalho optou por calcular o *break even point* do valor do investimento, que é representado pelo custo de extração por barril de petróleo que faz com que o VPL do poço seja igual à zero. Ou seja, o custo de extração que faz com que o valor da renda total gerada pelo campo seja igual ao valor do investimento. Para tal foram calculados:

- Valor presente do investimento e do custo de abandono
- Valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo campo (representa a renda total gerada pelo campo)
- Valor presente da remuneração do governo

Esta análise é feita para um cenário de média de longo prazo de U\$ 54, 36, para o volume de 4 bilhões de barris de petróleo recuperáveis.

	VP dos fluxos sem taxas (US)_(1)	VP remuneração do governo (U\$)_(2)	Renda disponível para o investidor particular = (1) - (2)	Break even point- investimento
Austrália	41.889.595.319	20.459.780.000	21.429.815.319	5,36
Noruega	41.889.596.319	23.796.840.000	18.092.756.319	4,52
Brasil	41.889.592.319	21.236.420.000	20.653.172.319	5,16
Indonésia	41.889.592.319	23.100.170.000	17.724.325.319	4,43

Tabela 7.11: Break even point investimento_4,0_U\$ 56,34

Fonte: Elaboração Própria

Como pode ser observado na tabela 7.11 o país que apresenta o maior valor de *break even point* do investimento é a Austrália, ou seja, é o país que destina uma maior parcela de renda gerada pelo campo ao investidor particular.

A Indonésia representa o país que destina a menor parcela da renda ao investidor privado, com um *break even point* do investimento no valor de U\$ 4,43 por barril.

Os valores encontrados corroboram os valores dos VPLs da tabela 7.9 (pg:96), pois o custo do investimento por barril adotado no estudo é US 8,00, um valor acima dos suportados pelos países.

Esta análise também foi feita para um cenário de média de longo prazo de U\$ 95, 00, considerando os dois volumes de campo.

A tabela 7.12 contém os dados para uma média de longo prazo no valor de U\$ 95,00/bbl e um volume recuperável de 1,0 bilhão de barris de petróleo.

	VP dos fluxos sem taxas (US)_(1)	VP remuneração do governo (US)_(2)	Renda disponível para o investidor particular = (1) - (2)	Break even point- investimento
Austrália	18.199.730.415	9.547.841.000	8.651.889.415	8,65
Noruega	18.199.730.415	11.328.770.000	6.870.960.415	6,87
Brasil	18.199.730.415	9.811.238.000	8.388.492.415	8,39
Indonésia	18.199.730.415	11.533.010.000	6.666.720.415	6,67

Tabela 7.12: Break even point investimento_1,0_U\$ 95,00

Fonte: Elaboração Própria

O país que apresenta o maior *break even point* do investimento mais uma vez é a Austrália, e também é o que apresenta o menor valor presente para a remuneração do governo.

Sendo a Indonésia o país que apresenta a maior remuneração do governo e também o menor *break even point* do investimento.

Para um custo de investimento acima de U\$ 6,87, no caso da Noruega, o valor do VPL vai ser abaixo de zero, e no caso da Indonésia para um valor acima de U\$ 6,67, o que também está de acordo com os valores dos VPLs da tabela 7.10 (pg: 97).

Para um volume recuperável de 4,0 bilhões de barris de petróleo a tabela 7.13 contém o *break even point* do valor do investimento.

	VP dos fluxos sem taxas (US)_(1)	VP remuneração do governo (US)_(2)	Renda disponível para o investidor particular = (1) - (2)	Break even point- investimento
Austrália	70.182.881.319	36.640.850.000	33.542.031.319	8,39
Noruega	70.182.881.319	44.744.330.000	25.438.551.319	6,36
Brasil	70.182.881.319	38.726.590.000	31.456.291.319	7,86
Indonésia	70.182.881.319	45.952.440.000	24.230.441.319	6,06

Tabela 7.13: Break even point investimento_4,0_U\$ 95,00

Fonte: Elaboração Própria

Conforme a tabela 7.13 a Austrália, mais uma vez, apresentou o maior *break even point*, U\$ 8,36 / bbl. e quem apresentou o menor valor, mais uma vez, foi a Indonésia, U\$ 6,06 /bbl.

O Brasil suporta, em um cenário de média de longo prazo no valor de U\$ 95,00 /bbl um custo de extração de U\$ 8,39 /bbl pra um campo com um volume recuperável de 1,0 barris de petróleo, e para um volume de 4,0 bilhões de barris de petróleo recuperáveis um custo de U\$ 7,86 /bbl.

O padrão de distribuição da renda permanece nos dois casos estudados. A Austrália é o país que destina uma maior parcela da renda ao investidor particular, vindo em segundo lugar o Brasil e a Indonésia ficando em última posição.

7.8.

Remuneração do governo X dos agentes particulares

A remuneração do governo depende do país e do regime de taxaço. A tabela a seguir representa a remuneração do governo nos regimes estudados:

- Austrália (regime de concessão),
- Noruega (regime de concessão),
- Brasil (regime de concessão) e
- Indonésia (regime de partilha).

País	Royalty	PE	POA	PRRT/S PT	IR	DMO	FTP	Bônus	Governo o PO
Austrália	x	x	x	40%	30%	x	x	x	x
Noruega	x	x	x	50 %	28 %	x	x	x	x
Brasil	10%	tamanho /campo	por m ²	x	x	x	x	x	x
Indonésia	x	x	x	x	sim	sim	sim	sim	sim

Tabela 7.14: Remuneração do governo

Fonte: elaboração própria

A neutralidade e simplicidade representam duas das principais características que um regime de taxaço deve ter. Em relação a esses pontos pode-se identificar a Indonésia, que adota o regime de partilha, como o país que possui o regime de taxaço mais complexo, englobando o cálculo de diversas formas de remuneração do governo e uma divisão da receita assim que a produção começa.

A Austrália, que adota o regime de concessão, apresenta o regime mais simples, que engloba somente duas formas de remuneração do governo, IR e

PRRT. A Noruega também possui um regime de taxaço simples, onde a remuneraço do governo também é feita através de duas taxas.

O Brasil, que também adota o regime de concessão, engloba três formas de remuneraço do governo, IR, PE e royalty.

A seguir será visto a remuneraço do governo em cada país para uma média de longo prazo de U\$ 95,00 bbl e um volume de 1,0 bilhão e 4,0 bilhões de barris de petróleo recuperáveis.

A remuneraço do governo na Austrália é feita através do IR e da PRRT, a tabela abaixo representa esta remuneraço.

Austrália		
	Tamanho do campo	
Remuneraço do governo (U\$)	1	4
PRRT (40%)	6.594.976.125	25.351.074.785
IR (30%)	2.952.864.875	11.289.775.215
Total	9.547.841.000	36.640.850.000

Tabela 7.15: Remuneraço do governo na Austrália

Fonte: elaboraço própria

Para um volume com 1,0 bilhão de barris de petróleo a remuneraço total do governo é de U\$ 9.547.841.000, desse total a PRRT corresponde a 69,07% e o IR a 30,93%. Essa divisão praticamente permanece inalterada para um volume com 4,0 bilhões de barris.

A tabela 7.16 representa a remuneraço do governo na Noruega.

Noruega		
	Tamanho do campo	
Remuneraço do governo (U\$)	1	4
SPT (50%)	6.781.306.317	26.746.642.026
IR (28%)	4.547.463.683	17.997.687.974
Total	11.328.770.000	44.744.330.000

Tabela 7.16: Remuneraço do governo na Noruega

Fonte: elaboraço própria

Na Noruega ocorre uma pequena mudanço na participaçõ da remuneraço do governo. Para um campo com um volume de 1,0 bilhão de barris de petróleo a

SPT representa 59,86 % da remuneração total e o IR representa 40,14%, o valor do IR aumenta pelo fato de nesse regime a SPT não é dedutível da base de cálculo. Para um campo com um volume de 4,0 bilhões de barris essas participações praticamente permanecem inalteradas.

A tabela 7.17 representa a remuneração do governo no Brasil.

Brasil		
	Tamanho do campo	
Remuneração do governo (U\$)	1	4
Royalty (10%)	2.346.633.483	8.957.657.375
IR (34%)	3.126.328.843	11.391.662.905
Part. Especial (40%)	4.338.275.673	18.377.269.719
Total	9.811.238.000	38.726.590.000

Tabela 7.17: Remuneração do governo no Brasil

Fonte: elaboração própria

Para um volume de 1,0 bilhões de barris temos a seguinte participação da remuneração do governo: o royalty representa 23,92%, o IR representa 31,86 e a PE representa 44,22 do total. Para um volume de 4,0 bilhões de barris a participação quase não muda, havendo um aumento na PE que passa a representar 47,45 % do total.

A tabela 7.18 representa a remuneração do governo na Indonésia.

Indonésia		
	Tamanho do campo	
Remuneração do governo (U\$)	1	4
Parte do gov na FTP	3.474.202.211	11.463.321.157
DMO	1.845.761.637	5.357.100.262
Government share of profit oil	3.508.271.607	22.756.023.823
Bonus	915.331.429	463.970.675
Income tax	1.789.443.116	5.912.024.081
Total	11.533.010.000	45.952.440.000

Tabela 7.18: Remuneração do governo na Indonésia

Fonte: elaboração própria

O regime de taxação da Indonésia possui cinco formas de remuneração do governo. A que representa a maior participação é a parte do governo no *profit oil*, cerca de 30,42 % para um volume de 1,0 bilhão e 49,52% para um volume de 4,0 bilhões de barris de petróleo.

7.6.

Risco X Retorno

A receita total gerada pela atividade de exploração de produção de petróleo é dividida entre dois agentes da economia, os investidores particulares e o governo. Cada uma das partes envolvidas no processo recebe uma parcela da remuneração e corre uma parcela de risco. A remuneração destinada aos investidores particulares é representada pelo VPL do campo e a parcela destinada ao governo é representada pela receita total do governo (RTG).

Uma das formas de se calcular o grau de dispersão de uma determinada distribuição é verificar o valor do seu desvio-padrão, que representa o desvio de cada um dos valores simulados em relação à média. Porém quando o objetivo é comparar medidas com médias diferentes um valor de desvio pode ser grande ou pequeno dependendo da ordem de grandeza das distribuições.

Uma medida de dispersão que pode ser adotada na comparação de diferentes distribuições chama-se coeficiente de variação, que representa o valor do desvio-padrão dividido pela média da distribuição.

Para calcular o grau de dispersão da receita do investidor particular e do Governo foram calculados os desvios-padrão das distribuições de RTG e VPL.

Uma medida adotada para calcular o risco de cada agente foi feita através do VPL @ Risk e da RTG @ Risk em relação à média de cada distribuição. Esta metodologia foi desenvolvida em 1993 pelo banco J.P.Morgan e representa uma ferramenta estatística que calcular a perda máxima que o investidor pode ter com determinado grau de certeza. Para o cálculo da perda máxima com 95% de certeza é calculado da seguinte forma: (Média – Percentil 5).

Para cada distribuição foram calculadas as seguintes estatísticas:

1. Valor mínimo
2. Valor Máximo
3. Média
4. Desvio-padrão

5. VPL@ Risk e RTG @Risk

A tabela 7.19 indica dos cálculos para uma média de longo prazo de U\$ 95,00 um campo com um volume recuperável de 4,0 bilhões de barris.

	Minimum (U\$)	Mean (U\$)	Maximum (U\$)	Std Dev (U\$)	5th Perc. (U\$)	VPL_@ Risk (U\$)
Noruega _VPL	-3.157.769.000	-1.293.072.000	987.057.700	557.152.900	-2.194.193.000	901.121.000
Austrália _VPL	3.700.474.000	6.810.414.000	10.350.540.000	910.819.200	5.336.738.000	1.473.676.000
Indonésia _VPL	-3.985.795.000	-2.501.182.000	-725.086.500	433.284.300	-3.203.209.000	702.027.000
Brasil _VPL	2.017.236.000	4.724.663.000	7.921.679.000	805.100.000	3.421.003.000	1.303.660.000

Tabela 7.19: VPL @Risk_4,0_U\$95,00

Fonte: elaboração própria

O VPL @Risk da Indonésia, que representa a perda máxima que o investidor particular pode ter com 95% de certeza, é de U\$ 702.027.000. Na Austrália o VPL @Risk é U\$ 1.473.676, país que apresentou maior valor para o VPL@Risk.

Para que seja possível comparar o grau de dispersão da receita dos investidores particulares nos diferentes países foram calculados, com os dados da tabela 7.20, os coeficientes de variação. Outra comparação que pode ser feita é o cálculo da perda máxima de cada país, representada pelo VPL@Risk, em relação à média.

	Coeficiente de variação	<u>VPL @ Risk</u> Média
Noruega	43,088%	-69,688%
Austrália	13,374%	21,639%
Indonésia	-17,323%	-28,068%
Brasil	17,040%	27,593%

Tabela 7.20: Coeficiente de variação x (VPL @Risk/Média)_4,0_U\$95,00

Fonte: elaboração própria

De acordo com a tabela 7.20 o país que apresenta o maior coeficiente de variação é a Noruega e o que apresenta o menor valor é a Austrália. A Indonésia

apresentou o segundo maior valor e o Brasil ficou em terceiro lugar. Na análise do VPL@Risk em relação à média o resultado encontrado é similar ao da análise do coeficiente de variação.

A Noruega que destina uma menor parcela da renda ao investidor particular - apresentando VPL negativo - representa para o investidor particular um risco maior do que a Austrália, que apresentou um valor positivo para o VPL.

Comparando o retorno e o coeficiente de variação apresentados na Austrália e no Brasil, pode-se verificar que a Austrália possui um retorno maior e também representa um coeficiente de variação menor para o investidor particular.

Mais uma vez países com o mesmo regime de taxação apresentaram resultados diferentes. Austrália e Noruega, que adotam o regime de concessão, em relação à exposição ao risco do investidor particular apresentam resultados bem distintos. O primeiro possui um risco de 13,37 % e o segundo um risco de 43,08 %.

A mesma análise foi feita do ponto de vista do governo. A tabela 7.21 calcula a perda máxima que o governo pode ter na sua receita nos países estudados.

Name	Minimum (U\$)	Mean (U\$)	Maximum (U\$)	Std Dev (U\$)	5th Perc. (U\$)	RTG_@Risk (U\$)
Receita total Governo (RTG)_Nor	39.180.350.000	44.744.330.000	50.802.450.000	1.592.580.000	42.184.540.000	2.559.790.000
Receita total Governo (RTG)_Aust	32.406.290.000	36.640.850.000	41.346.120.000	1.229.302.000	34.654.650.000	1.986.200.000
Receita total Governo (RTG)_Ind	40.005.170.000	45.952.440.000	52.492.190.000	1.714.835.000	43.190.520.000	2.761.920.000
Receita total Governo (RTG)_Brasil	34.089.530.000	38.726.590.000	43.838.840.000	1.338.193.000	36.567.610.000	2.158.980.000

Tabela 7.21: RTG @Risk_4,0

Fonte: elaboração própria

A Indonésia possui uma RTG @Risk de U\$ 2.761.920.000, e a Austrália uma RTG @Risk de U\$ 1.986.200.000, em terceiro lugar vem o Brasil com uma RTG @Risk de 2.158.980.000.

	Coefficiente de variação	RTG @ Risk Média
Noruega	3,559%	5,720%
Austrália	3,355%	5,420%
Indonésia	3,732%	6,010%
Brasil	3,455%	5,574%

Tabela 7.22: Coeficiente de variação x (RTG @Risk/Média)_4,0_US\$95,00
Fonte: elaboração própria

A tabela 7.22 contém os valores de coeficiente de variação e RTG@Risk em relação à média. Do ponto de vista do governo os diferentes regimes não apresentaram grande variação no grau de dispersão da receita. O país que apresentou maior dispersão foi a Indonésia e o que apresentou menor foi a Austrália. O mesmo resultado é encontrado analisando a RTG@Risk em relação à média. Ou seja, em relação ao governo países com regimes de taxaçaõ diferentes não apresentaram resultados tão divergentes.

Na análise do risco dos investidores particulares e do governo comparou-se o VPL@Risk e a RTG@Risk em relação à média de cada país. A tabela abaixo contém um resumo da análise feita, sendo a exposição ao risco ordenada do maior para o menor.

	Risco _ Governo	Risco _ Investidor Particular
Noruega	2°	1°
Austrália	4°	4°
Indonésia	1°	2°
Brasil	3°	3°

Tabela 7.23: Exposição ao risco
Fonte: Elaboração própria

Em valores absolutos o país que apresentou maior VPL@Risk foi a Austrália e o que apresentou a maior RTG@Risk foi a Indonésia. Porém quando comparamos esses valores em relação à média, do ponto de vista do investidor particular o país que apresentou maior valor foi a Noruega, e do ponto de vista do governo os resultados encontrados não apresentam grandes variações.

Os histogramas do VPL e da RTG permitem analisar a distribuição dessas variáveis. A figura 7.20 ilustra a distribuição do VPL e da RTG para a Austrália,

considerando uma média de longo prazo de U\$ 95,00 e um campo com um volume de 4,0 bilhões de barris de petróleo.

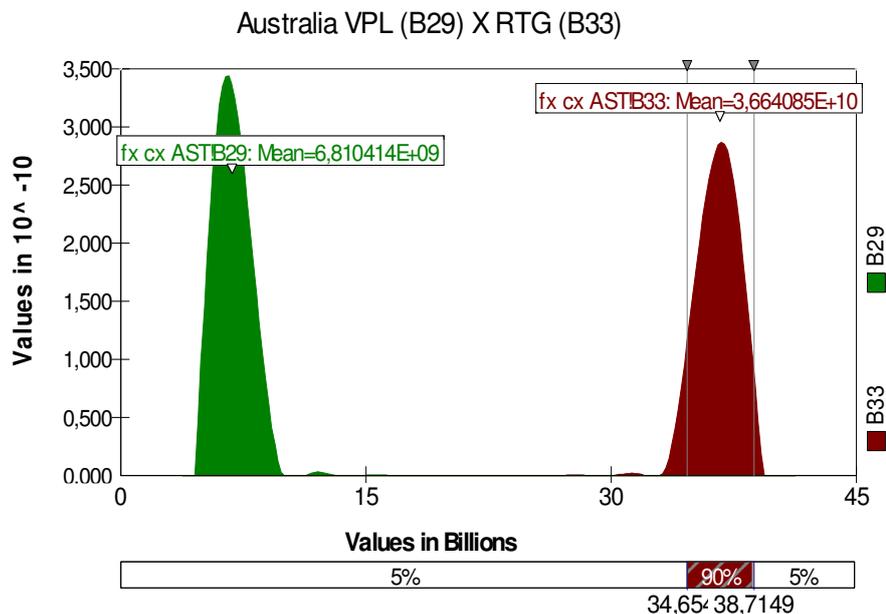


Figura 7.20: Austrália_VPL X RTG_4,0_U\$ 95,00
Fonte: Elaboração própria

A figura indica uma distorção na distribuição do VPL e da RTG, a distribuição da RTG apresenta uma dispersão maior do que a do VPL.

A figura 7.21 apresenta a distribuição do VPL e da RTG para a Indonésia, considerando uma média de longo prazo de U\$ 95,00 e um campo com um volume de 4,0 bilhões de barris de petróleo.

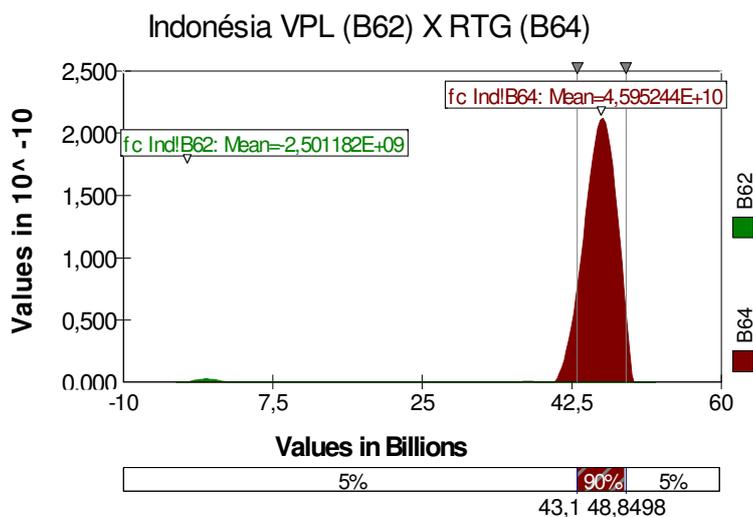


Figura 7.21: Indonésia_VPL X RTG_4,0_U\$ 95,00
Fonte: Elaboração própria

O gráfico apresenta uma distorção em relação à distribuição da renda, indicando um retorno positivo para o governo e uma remuneração negativa para o investidor particular.

Para verificar qual regime provoca uma maior distorção é necessário identificar a receita do governo gerada em cada país, e qual a sua participação no valor presente líquido dos fluxos de caixa gerados. Para tal, calculou-se para cada país os seguintes itens:

- Cálculo do valor presente da receita gerada antes das taxas
- Cálculo do valor presente da remuneração do governo

A tabela 7.24 contém a participação do governo e da empresa em relação à renda total gerada pelo campo.

	VP dos fluxos sem taxas (US)_(1)	VP remuneração do governo (US)_(2)	Participação do governo (%)	Participação da empresa (%)
Austrália	18.199.730.415	9.547.841.000	52,46%	47,54%
Noruega	18.199.730.415	11.328.770.000	62,25%	37,75%
Brasil	18.199.730.415	9.811.238.000	53,91%	46,09%
Indonésia	18.199.730.415	11.533.010.000	63,37%	36,63%

Tabela 7.24: Participação da remuneração do governo_1,0 _US\$95,00/bbl

Fonte: elaboração própria

$$\text{Onde a participação do governo é:} = \frac{\text{VP remuneração do governo (US)}}{\text{VP dos fluxos sem taxas (US)}}$$

O país que possui uma distribuição mais equitativa é a Austrália, cabendo ao governo uma participação de 52,46%. A Indonésia é o país que possui uma distribuição menos equitativa, aonde a remuneração do governo representa 63,37% do total. O Brasil apresenta a segunda distribuição mais justa, onde o governo fica com 53,91% da renda gerada pelo projeto.

A tabela 7.25 representa a remuneração do governo para um campo com um volume de 4,0 bilhões de barris de petróleo.

	VP dos fluxos sem taxas (US)_(1)	VP remuneração do governo (US)_(2)	Participação do governo (%)	Participação da empresa (%)
Austrália	70.182.881.319	36.640.850.000	52,21%	47,79%
Noruega	70.182.881.319	44.744.330.000	63,75%	36,25%
Brasil	70.182.881.319	38.726.590.000	55,18%	44,82%
Indonésia	70.182.881.319	45.952.440.000	65,48%	34,52%

Tabela 7.25: Participação da remuneração do governo_4,0 _US\$95,00/bbl

Fonte: elaboração própria

A participação do governo não altera muito, sendo a Indonésia, mais uma vez, o país que apresenta a maior participação do governo, 65,48%.

Em relação à neutralidade deve-se verificar o VPL do investidor antes e depois das taxas, caso o investimento deixe de ser atrativo por causa do regime de taxação, este não pode ser considerado neutro. Conforme página 16 um regime de taxação pode ser considerado neutro quando é possível escrever :

$$VPL_{\text{com taxa}} = VPL_{\text{sem taxa}} (1 - \tau).$$

A parcela da renda destinada ao investidor particular nas tabelas 7.24 (pg: 106) e 7.25 não representa o VPL do projeto, desta renda ainda é necessário descontar o valor do investimento e do custo de abandono. Caso o campo ainda seja considerado vantajoso para o investidor particular após o pagamento de todas os custos, o regime não é capaz de alterar sua decisão.

A tabela 7.26 contém dos dados de renda após o pagamento das taxas para cada país estudado, para um volume de 1,0 bilhão de barris.

	VPL sem taxa (US)	VP remuneração do governo (US)_(2)	VPL com taxa (US)	Participação do governo (%)	Participação da empresa (%)
Austrália	10.800.939.000	9.547.841.000,00	1.253.098.000	88,40%	11,60%
Noruega	10.800.939.000	11.328.770.000,00	(527.831.000)	104,89%	-4,89%
Brasil	10.800.939.000	9.811.238.000,00	989.701.000	90,84%	9,16%
Indonésia	10.800.939.000	11.533.010.000,00	(732.071.000)	106,78%	-6,78%

Tabela 7.26: VPL sem e com taxas_1,0 _US\$95,00/bbl

Fonte: elaboração própria

Onde:

- VPL sem taxa = VP dos fluxos sem taxa – Investimento – Custo de abandono
- VPL com taxa = VPL sem taxa - VP remuneração do governo

$$\text{Onde a participação do governo é: } = \frac{\text{VP remuneração do governo (US\$)}}{\text{VPL sem taxa (US)}}$$

A primeira coluna da tabela 7.26 representa o VPL do projeto caso o investidor particular não tivesse que pagar nenhuma taxa ao governo. Pode-se verificar comparando as tabelas 7.24 e 7.26 que a renda disponível para os investidores particulares depois de descontar o valor da remuneração do governo, na Noruega e na Indonésia, não é suficiente para cobrir os custos de investimento. Sendo assim, esses países apresentaram VPL negativo.

Para o Brasil e para a Austrália o pagamento das taxas ao governo não torna o VPL do projeto negativo. No caso do Brasil a participação do governo representa 90,84 % e a do investidor privado representa 9,16%. A Austrália possui uma distribuição que destina uma maior parcela da renda ao investidor particular, 11,6%, cabendo ao governo 88,40%.

Abaixo se verifica como é possível escrever o VPL com taxa do projeto em função do VPL sem taxa para o Brasil e para a Noruega:

- VPL com tx (Austrália)= VPL sem tx * (1-0,8840)
- VPL com tx (Brasil)= VPL sem tx * (1-0,9084)

Os regimes de taxação vigentes na Indonésia e na Noruega fizeram com que o VPL do projeto se tornasse negativo após as taxas, ou seja, o investidor particular não teria incentivo para investir no poço.

A tabela 7.27 apresenta a participação do governo e da empresa para um campo com um volume de 4,0 bilhões de barris de petróleo recuperáveis.

	VPL sem taxa (US)	VP remuneração do governo (US)_(2)	VPL com taxa (US)	Participação do governo (%)	Participação da empresa (%)
Austrália	43.451.264.000	36.640.850.000	6.810.414.000	84,33%	15,67%
Noruega	43.451.264.000	44.744.330.000	-1.293.066.000	102,98%	-2,98%
Brasil	43.451.264.000	38.726.590.000	4.724.674.000	89,13%	10,87%
Indonésia	43.451.264.000	45.952.440.000	-2.501.176.000	105,76%	-5,76%

Tabela 7.27: VPL sem e com taxas_4,0 _US\$95,00/bbl

Fonte: elaboração própria

O VPL com taxa do projeto pode ser escrito em função do VPL sem taxa conforme indicado abaixo:

- VPL com tx (Austrália)= VPL sem tx * (1-0,8433)
- VPL com tx (Brasil)= VPL sem tx * (1-0,8913)

Para a Noruega e para a Indonésia em ambos os volumes de campo o projeto torna-se inviável após a participação do governo.

Uma análise conjunta pode ser feita com todo os dados apresentados. Através dos dados das tabelas 7.24 (pg: 109) e 7.25 (pg: 109) pode-se observar que a distribuição da renda entre os dois agentes econômicos da sociedade, Estado e investidores particulares, pouco se altera para os volumes de campo estudados. Sendo a Austrália o país que destina uma maior parcela da renda ao investidor privado, ficando em torno de 47%, a Indonésia o país que destina a menor parcela, ficando em torno de 35%. No Brasil a renda que cabe ao investidor particular é aproximadamente 45%.

Uma análise complementar identificou que o VPL do projeto é positivo para todos os países antes do pagamento das taxas, coluna um (VPL sem taxa (US)) das tabelas 7.26 (pg: 110) e 7.27 (pg: 111). Porém após este pagamento apenas o Brasil e a Austrália permanecem com um VPL positivo. Na Indonésia e na Noruega o regime de taxaço faz com o investimento no campo deixe de ser vantajoso para o investidor particular.

O VPL representa a renda destinada aos investidores particulares e a Receita total do governo a renda destinada aos Estados. Foram simulados 10.000 caminhos para o preço, o que gera 10.000 valores de VPL para cada país e 10.000 valores de receita total destinada ao governo, também para cada país. A tabela 7.19 (pg: 105) contém as estatísticas do VPL e a tabela 7.21 (pg: 106) contém as estatísticas da RTG.

De acordo com a tabela 7.19 o país que apresenta o maior VPL@Risk é a Austrália, a perda máxima que o investidor particular pode ter com 95% de certeza é de US\$ 1.473.676.000, e o país que apresentou menor foi à Indonésia, US\$ 702.027.000. Para o investidor particular que decidir investir no Brasil o VPL@Risk é da ordem de US\$ 1.303.660.000.

No caso do Estado o país que possui a maior RTG@Risk é a Indonésia com um valor de US\$ 2.761.920.000, e o país que representa a menor é a Austrália, com

um valor de U\$ 1.473.676.000. O Brasil fica na terceira colocação, com um valor para a RTG@Risk de U\$ 1.303.660.000.

Para que fosse identificada a exposição ao risco de ambos os agentes foram calculados os coeficientes de variação e os VPL@Risk (tabela 7.20, pg: 105) e as RTG@Risk em relação á média (tabela 7.22, pg: 106). Do ponto de vista do investidor particular a exposição ao risco muda significativamente nos países estudados. A Austrália apresentou um risco de 13,37 % e a Indonésia um risco de 17,32%, sendo a Noruega o país que possui o maior de 43,08%. Ou seja, regimes de taxaçaõ semelhantes, no caso Noruega e Austrália adotam o regime de concessão, apresentaram resultados divergentes para a exposição ao risco do investidor particular.

Do ponto de vista do governo, os regimes estudados não apresentaram grandes diferenças. Analisando a tabela 7.22 pode-se verificar que todos apresentam um risco em média de 3,5%.

7.10.

Novas regas de taxaçaõ para: Noruega, Brasil, Indonésia

Verificou-se que em relaçaõ à exposiçaõ ao risco do investidor particular (tabela 7.20) e em relaçaõ à questãõ da neutralidade (Noruega e Austrália) o mesmo regime de taxaçaõ pode levar a resultados diferentes.

Na questãõ da exposiçaõ ao risco do governo, os diferentes regimes de taxaçaõ, não apresentaram grandes variações. Em todos os países estudados o risco ficou em torno de 3,5 % (tabela 7.22).

Com o objetivo de mostrar que o tipo de regime (concessãõ ou partilha) não apresenta relaçaõ direta com a distribuicãõ da renda gerada pelo campo, com a exposiçaõ ao risco dos agentes e com a neutralidade, algumas modificações foram feitas na forma de taxaçaõ de cada regime.

As seguintes modificações foram feitas: na Noruega a SPT passou a ser deduzida da base de cálculo do IR, no Brasil a taxa da PE ficou limitada a 40% (representa a porcentagens máxima aplicada atualmente) da Receita Líquida para os casos em que essa ultrapassar a faixa de por U\$ 13,959 bilhões/ano (este valor foi escolhido por representar a média mais um desvio-padrãõ das receitas líquidas obtidas ao logo do período estudado, podendo ser substituído por um volume

médio de produção), e no caso da Indonésia a recuperação do custo continua limitada a 80% da receita bruta, porém a divisão da receita passa a ser de 36% / 64%, em favor da companhia.

O estudo foi feito para um capo com um volume de quatro bilhões de barris recuperáveis e uma média de longo prazo de U\$95,00 bbl.

O novo valor do VPL para os países é apresentado na tabela 5.28. Pode-se verificar a mudança que as novas regras provocaram.

A Noruega e a Indonésia passaram a apresentar um valor positivo para o campo, e o Brasil aumentou o valor do seu VPL na ordem de 40%.

	Mean	Std Dev	5th Perc.	VPL @ Risk
Noruega_VPL	6.474.001.000	845.462.600	5.095.255.000	1.378.746.000
Australia_VPL	6.797.226.000	903.863.000	5.327.795.000	1.469.431.000
Indonesia_VPL	3.549.394.000	695.826.400	2.401.765.000	1.147.629.000
Brasil_VPL	6.623.517.000	883.110.500	5.168.458.000	1.455.059.000

Tabela 7.28: VPL nova taxaço_4,0 _U\$95,00/bbl
Fonte: elaboração própria

Em relação ao risco do investidor particular os países estudados apresentam grandes variações. O país que passou a representar maior risco foi a Indonésia, a Noruega, a Austrália e o Brasil passam a apresentar riscos semelhantes.

A Noruega apresentou uma mudança significativa na exposição ao risco do investidor particular. Antes da modificação era o país que representava o maior risco para o investidor particular (tabela 7.21) e após o risco passou a ser de 13,17%.

No Brasil o risco também reduziu bastante, de 17,03 % para 13,33 %.

Após as mudanças os regimes de concessão passaram a possuir uma exposição ao risco em relação ao investidor particular semelhante.

	Coef. de variação	VPL @ Risk / Média
Noruega	13,17%	21,30%
Austrália	13,43%	21,62%
Indonésia	19,60%	32,33%

Brasil	13,33%	21,97%
--------	--------	--------

Tabela 7.29: CV x (VPL @Risk/Média)_Novas regras_4,0_US\$95,00
Fonte: elaboração própria

Com as novas regras a Noruega, o Brasil e a Austrália apresentaram um retorno similar para o investidor particular (o valor do VPL calculada para os três países é bem próximo) e um risco também similar.

Em relação à nova remuneração total destinada ao governo os valores encontram-se na tabela 7.30.

	Mean	Std Dev	5th Perc.	RTG @ Risk
Receita total Governo (RTG)_Nor	36.946.200.000	1.284.736.000	34.841.190.000	2.105.010.000
Receita total Governo (RTG)_Aust	36.622.980.000	1.218.754.000	34.623.870.000	1.999.110.000
Receita total Governo (RTG)_Ind	42.902.660.000	1.568.767.000	40.332.690.000	2.569.970.000
Receita total Governo (RTG)_Brasil	36.408.480.000	1.039.231.000	34.693.980.000	1.714.500.000

Tabela 7.30: RTG nova taxaço_4,0_US\$95,00/bbl
Fonte: elaboração própria

O risco do governo pode ser verificado na tabela 7.31. Do ponto de vista do governo o risco não sofre grandes variações de um regime para outro. Sendo novamente a Indonésia o país que representa o maior risco e o Brasil passa a ser o país que representa o menor risco.

	Coef. de variação	RTG @ Risk / Média
Noruega	3,48%	5,70%
Austrália	3,33%	5,46%
Indonésia	3,66%	5,99%

Brasil	2,85%	4,71%
--------	-------	-------

Tabela 7.31: CV x (RTG @Risk/Média)_Novas regras_4,0_U\$95,00
Fonte: elaboração própria

Fazendo uma comparação com a tabela 7.22 pode-se verificar que a receita destinada ao governo reduziu cerca de 17% no caso da Noruega, a contrapartida é que o VPL do investidor particular passou a ser positivo e seu risco reduziu de 43,08 % para 13,17%.

No caso da Indonésia o receita total destinada ao governo reduziu 13,18 %, e o VPL do campo passou a apresentar valor positivo e o risco do investidor particular aumentou para 19,60 %.

Em relação ao Brasil o limite no pagamento da PE reduziu o risco do investidor particular, aumentou o seu VPL na ordem de 40,19 %, e ao mesmo tempo praticamente não alterou o risco do governo e a sua participação média na renda reduziu em 5,00 %.

Após as modificações feitas nas formas de taxação dentro de cada regimes foi possível fazer com que todos os países apresentassem VPL positivo; fazer com que países que apresentaram retornos e riscos distintos para o investidor particular - Austrália, Noruega e Brasil - passassem a apresentar retornos e riscos similares e o risco do governo quase não sofreu alteração.

	VPL sem taxa (US)	VP remuneração do governo (U\$)	VPL com taxa (US)	Participação do governo (%)	Participação da empresa (%)
Noruega	43.447.007.000	36.963.750.000	6.483.257.000	85,08%	14,92%
Indonésia	43.447.014.000	39.897.620.000	3.549.394.000	91,83%	8,17%
Brasil	43.447.007.000	36.823.490.000	6.623.517.000	84,75%	15,25%

Tabela 7.32: Distribuição da renda_Novas regras_4,0_U\$95,00
Fonte: elaboração própria

A nova distribuição da renda pode ser vista na tabela 7.32. O Brasil passa a destinar ao investidor particular 15,25 % da renda e a Noruega 14,92 %, valores muito próximos da Austrália.

O total destinado ao investidor particular na Indonésia passa a ser 8,17%, indicando que o VPL agora possui valor positivo.