



Fernanda Silva Nucci

**Um *Framework* para Suporte à Estratégias de
Oferta em Leilão de E&P de Petróleo e Gás
baseado em Métricas de Aversão à Risco**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção, do Departamento de Engenharia Industrial da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Bruno Fânzeres dos Santos

Rio de Janeiro
setembro de 2022



Fernanda Silva Nucci

**Um *Framework* para Suporte à Estratégias de
Oferta em Leilão de E&P de Petróleo e Gás
baseado em Métricas de Aversão à Risco**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo:

Prof. Bruno Fânzeres dos Santos

Orientador

Departamento de Engenharia Industrial – PUC-Rio

Prof. Luiz Eduardo Teixeira Brandão

Departamento de Engenharia Industrial – PUC-Rio

Prof. Silvio Hamacher

Departamento de Engenharia Industrial – PUC-Rio

Prof. Boris Asrilhant

UFRJ

Rio de Janeiro, 12 de setembro de 2022

Todos os direitos reservados. A reprodução, total ou parcial do trabalho, é proibida sem a autorização da universidade, do autor e do orientador.

Fernanda Silva Nucci

Fernanda Silva Nucci graduou-se em Engenharia de Produção Elétrica em 2007 pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RIO) e cursou Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo pela PUC-Rio. Aluna de mestrado da PUC-Rio desde março de 2020. Atua na área de Concepção, Gestão e Implantação de Projetos em empresa na área de Óleo e Gás.

Ficha Catalográfica

Nucci, Fernanda Silva

Um *Framework* para Suporte à Estratégias de Oferta em Leilão de E&P de Petróleo e Gás baseado em Métricas de Aversão à Risco / Fernanda Silva Nucci; orientador: Bruno Fânzeres dos Santos. – 2022.

127 f: il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Industrial, 2022.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Industrial – Teses. 2. Oferta em Leilão de Área de E&P de Óleo e Gás. 3. Avaliação de Projetos de E&P Offshore. 4. Tomada de Decisão sob Incerteza. 5. Medidas de Risco. 6. Métricas de Performance. I. dos Santos, Bruno Fânzeres. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Industrial. III. Título.

CDD: 658.5

Para minha família, pelo seu amor
e suporte.

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais, meus maiores incentivadores e que me ensinaram a sempre buscar conhecimento.

Ao meu companheiro de jornada Gustavo e meu filho Pedro que são os meus tesouros. Vocês me fazem ser uma pessoa melhor todos os dias. O apoio de vocês foi fundamental para essa conquista.

À Petrobras, por incentivar a capacitação de seus funcionários, com destaque aos meus gestores Otávio Diniz Lameira e Pedro Lemos Tavares.

À PUC-Rio, pela oportunidade e auxílio concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado.

Ao meu orientador Bruno Fânzeres pelo seu suporte incansável. Sua motivação fez com que eu conseguisse me superar e trabalhar arduamente.

Agradeço aos funcionários e professores do Departamento de Engenharia Industrial pelo suporte e ensinamentos.

Aos meu colegas de mestrado Tuany Barcellos, Leonardo Domingues e Flávio Araújo pelos conhecimentos e companheirismo divididos ao longo desse período.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Resumo

Nucci, Fernanda Silva; dos Santos, Bruno Fânzeres. **Um *Framework* para Suporte à Estratégias de Oferta em Leilão de E&P de Petróleo e Gás baseado em Métricas de Aversão à Risco**. Rio de Janeiro, 2022. 127p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Em muitos países, uma área de Exploração e Produção de petróleo é adquirida através de um leilão. Embora o processo de liquidação do leilão seja tipicamente simples, sob a ótica do tomador de decisão a identificação da melhor oferta é complexa. Para sua valoração, deve ser pré-definido o modelo de desenvolvimento com diversas alternativas associadas, alto grau de incertezas técnicas, de mercado e operacionais, e submetido a uma determinada condição fiscal. A decisão por uma determinada alternativa gera impactos e investimentos elevados para a empresa. O trabalho proposto visa a construção de um *framework* para dar suporte ao processo de escolha da melhor oferta que maximize uma medida de valor para a empresa, auxiliando o tomador de decisão e considerando as incertezas envolvidas no processo. Foram utilizados os indicadores de performance apresentados na literatura: Valor Presente Líquido (VPL), *Conditional Value-at-Risk*, Omega e Exposição Financeira. Afim de melhor quantificar risco/benefício financeiro no processo de tomada de decisão foram construídas medidas de risco: *Mean-Weighted CVaR*, *Mean-Weighted Double-Sided CVaR*, Beta e *Negative-Positive cashflow ratio*. Para ilustrar a aplicabilidade do *framework* proposto, um experimento numérico baseado em um caso hipotético é apresentado. Em decorrência deste experimento, foi identificado que alterações na configuração da produção alteram significativamente os resultados dos indicadores. Além disso, a partir de uma ponderação entre probabilidade de ganho e o resultado do indicador *Mean-Weighted CVaR*, foi identificada a melhor oferta para a área, dada a condição fiscal do leilão.

Palavras-chave

Oferta em Leilão de Área de E&P de Óleo e Gás; Avaliação de Projetos de E&P Offshore; Tomada de Decisão sob Incerteza; Medidas de Risco; Métricas de Performance.

Abstract

Nucci, Fernanda Silva; dos Santos, Bruno Fânzeres (Advisor). **A Framework to Support Bidding Strategies in Oil and Gas E&P Auctions Based on Risk Aversion Metrics**. Rio de Janeiro, 2022. 127p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

In many countries, an oil and gas area of Exploration and Production is acquired through an auction. Although the auction settlement process is typically simple, from the decision maker's point of view, identifying the best offer is complex. For its valuation, the development model must be pre-defined with several associated alternatives, a high degree of technical, market and operational uncertainties, and submitted to a fiscal term. The decision for a particular alternative generates high impacts and investments for the company. The proposed work aims to build a framework to support the process of choosing the best offer that maximizes a measure of value for the company, helping the decision maker and considering the uncertainties involved in the process. The performance indicators presented in the literature were used: Net Present Value (NPV), Conditional Value-at-Risk, Omega and Financial Exposure. In order to better quantify financial risk/benefit in the decision-making process, risk measures were constructed: Mean-Weighted CVaR, Mean-Weighted Double-Sided CVaR, Beta and Negative-Positive cashflow ratio. To illustrate the applicability of the proposed framework, a numerical experiment based on a hypothetical case is presented. As a result of this experiment, it was identified that changes in the configuration of production significantly alter the results of the indicators. In addition, from a weighting between the probability of gain and the result of the Mean-Weighted CVaR measure, the best offer for the area was identified, given the fiscal term of the bid.

Keywords

Oil and Gas Exploration Field Auction; Offshore Oil Project Evaluation; Decision Under Uncertainty; Risk Measures; Performance Metrics.

Sumário

1	Introdução	12
1.1	Objetivo	14
1.2	Estrutura do Trabalho	15
2	Referencial Teórico	17
2.1	Teoria de Leilões	17
2.2	Regimes Fiscais de E&P	18
2.3	Abordagens para tomada de decisão	20
2.4	Risco-Retorno	21
2.5	Modelos de otimização sob incerteza	22
3	Descrição da Oferta para Leilão de Área de Exploração e Produção de Petróleo	24
3.1	Descrição da Oferta	24
3.2	Regime Fiscal de Concessão	27
3.3	Regime Fiscal de Partilha de Produção	28
3.4	Comparação entre os dois Regimes	32
4	Metodologia de Avaliação	34
4.1	Caracterização das Incertezas	34
4.2	Indicadores de performance	39
4.3	Processo de definição da oferta	43
4.4	Simulação do Fluxo de Caixa	44
5	Estudo de Caso: Oferta Ótima em uma Área de Exploração e Produção <i>Offshore</i> no Brasil	46
5.1	Descrição da área	46
5.2	Estimação do Preço do Petróleo	47
5.3	Caracterização do Volume de Produção	52
5.4	Resultados	54
6	Conclusões	69
6.1	Sugestão para trabalhos futuros	70
7	Referências bibliográficas	71
8	Apêndice	77
8.1	Tabela Excedente em Óleo ofertado para a União	77
8.2	Tabelas dos Resultados do Regime Fiscal de Concessão	83
8.3	Tabelas dos Resultados do Regime Fiscal de Partilha de Produção	95
8.4	Código em Julia	107

Lista de figuras

Figura 1.1	Cronologia	14
Figura 3.1	Ilustração do modelo de leilão e desenvolvimento de um área de E&P de petróleo	24
Figura 3.2	Perfil do Fluxo de Caixa	25
Figura 3.3	Fluxo do leilão	26
Figura 3.4	Polígono do Pré-Sal	29
Figura 3.5	Histórico Regime Partilha de Produção	29
Figura 3.6	Exemplo de tabela de percentual de excedente em óleo para a União em função da oferta, produtividade e preço do petróleo	31
Figura 3.7	Exemplo de tabela de percentual de excedente em óleo para a União em função da oferta de 30%, produtividade e preço do petróleo	32
Figura 3.8	Comparação entre os dois Regimes	33
Figura 4.1	Exemplo probabilidade de vencer o leilão	44
Figura 4.2	Etapas do código da simulação	45
Figura 5.1	Série Histórica - preço petróleo referência Brent	48
Figura 5.2	Brent – retorno logaritmo versus logaritmo do último preço	50
Figura 5.3	Teste da Razão R_k	51
Figura 5.4	Quartis cenários preço de petróleo simulados através de MRM	51
Figura 5.5	Cenários de preços de petróleo através de MRM	52
Figura 5.6	Perfis de produção pessimista, otimista e base para o caso 4	54
Figura 5.7	Probabilidade de vencer o leilão para Regime Fiscal de Concessão	55
Figura 5.8	Probabilidade de vencer o leilão para Regime Fiscal de Partilha de Produção	56
Figura 5.9	VPL esperado e CVaR por probabilidade de vencer o leilão para Concessão	57
Figura 5.10	<i>Mean-Weighted CVaRα</i> e <i>Mean-Weighted Double-Sided CVaRα</i> considerando λ de 0,5 (moderado risco do tomador de decisão) para Concessão	59
Figura 5.11	Ω e NoPR para Concessão	60
Figura 5.12	β considerando α de 70% e Exposição Financeira para Concessão	61
Figura 5.13	VPL esperado e CVaR por probabilidade de vencer o leilão para Partilha de Produção	63
Figura 5.14	<i>Mean-Weighted CVaRα</i> e <i>Mean-Weighted Double-Sided CVaRα</i> considerando λ de 0,5 (moderado risco do tomador de decisão) para Partilha de Produção	64
Figura 5.15	Ω e NoPR para Partilha de Produção	65
Figura 5.16	β considerando α de 70% e Exposição Financeira para Partilha de Produção	66
Figura 5.17	Composição ótima para o Regime de Concessão	67
Figura 5.18	Composição ótima para o Regime de Partilha	68
Figura 8.1	Percentual de excedente em óleo para a União em função da oferta, produtividade e preço do petróleo	77

Lista de tabelas

Tabela 3.1	Fluxo de Caixa Econômico sob Regime Fiscal de Concessão	28
Tabela 3.2	Fluxo de Caixa Econômico sob Regime Fiscal de Partilha de Produção	30
Tabela 4.1	Indicadores de performance tradicionais da literatura	40
Tabela 4.2	Indicadores de performance elaborados pelo autor	40
Tabela 5.1	Teste da raiz unitária	49
Tabela 5.2	Parâmetros MRM	50
Tabela 5.3	Sensibilidades na configuração da produção	53

Lista de Abreviaturas

AAPG – *American Association of Petroleum Geologists*

ADF – Teste Dickey-Fuller Aumentado

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

FCD – Fluxo de Caixa Descontado

CVaR – *Conditional Value-at-Risk*

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CPI – *Consumer Price Index*

CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

E&P – Exploração e Produção

ICE – Bolsa *Intercontinental Exchange*

MGB – Movimento Geométrico Browniano

MME – Ministério de Minas e Energia

MRM – Movimento de Reversão à Média

NYMEX – *New York Mercantile Exchange*

PE – Participação Especial

PPSA – Pré-Sal Petróleo S.A

TIR – Taxa Interna de Retorno

RTR – Regulamento Técnico de Estimativa de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural

SEC – *Securities Exchange Commission*

SPE – *Society of Petroleum Engineers*

SPEE – *Society of Petroleum Evaluation Engineers*

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

VPL – Valor Presente Líquido

WPC – *World Petroleum Congress*

WTI – *West Texas Intermediate*

1

Introdução

Até o ano de 1997, a exploração de petróleo nas bacias sedimentares do Brasil era realizada exclusivamente pela Petrobras, pois a empresa possuía o monopólio desta atividade. Neste ano, com a regulamentação da "Lei do Petróleo" (Brasil, 1997), foi criada a Agência Nacional de Petróleo (ANP), com o início das atividades em 1998, o que possibilitou ao país adotar o modelo de concessão, sendo este o início da realização dos leilões dos blocos de exploração de petróleo (Silva, 2010).

Neste modelo, a concessão do direito de explorar e produzir petróleo e gás natural pela União é realizada através de um leilão, denominado Rodada de Licitação. A modalidade desses leilões é do tipo selado (Krishna, 2009), quando todas as ofertas são abertas no mesmo momento e a proposta vencedora é a que apresenta maior valor ao governo.

Atualmente, existem três regimes fiscais de E&P no Brasil: (i) Concessão; (ii) Cessão Onerosa e (iii) Partilha de Produção. Em 2010, foi concedida a Cessão Onerosa à Petrobras, uma autorização específica para a contratação direta da empresa para desenvolvimento de um volume limitado nas áreas do pré-sal da Bacia de Santos (Brasil, 2010a). Para a região denominada polígono do pré-sal, o regime de Partilha de Produção é obrigatório (Brasil, 2010c). Para novos leilões de áreas petrolíferas somente se aplicam os regimes de Concessão e Partilha de Produção, pois a Cessão Onerosa trata-se de um caso específico e não fará parte do escopo deste trabalho. A figura 1.1 apresenta os principais marcos das atividades de E&P no país e as rodadas de licitação ocorridas sob ambos os regimes fiscais.

A tomada de decisão da entrada em um leilão é complexa e com grandes incertezas envolvidas. Para a empresa avaliar o lance em um leilão, ela deve definir como será realizado o desenvolvimento da produção do campo.

A decisão por uma determinada alternativa gera impactos e investimentos elevados para a empresa.

As Rodadas de Licitações no Brasil iniciaram-se em 1999 e desde então houve a realização de dezessete rodadas de blocos exploratórios sob o Regime de Concessão (ANP, 2022) e seis do pré-sal, sob o Regime de Partilha de Produção (ANP, 2022b).

Em 2019, sob o Regime de Concessão foram realizadas as sessões públicas de ofertas do primeiro ciclo da Oferta Permanente, que consiste na oferta contínua de blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais localizados em quaisquer bacias terrestres ou marítimas, com exceção do Polígono do Pré-Sal. Neste mesmo ano, foram ofertados os Volumes Excedentes da Cessão Onerosa, sob o regime de partilha de produção.

Nos próximos anos, o governo brasileiro pretende realizar leilões de novas áreas petrolíferas que deverão atrair investimento de empresas. Estão previstas a 7^a Rodada de Licitações de Partilha de Produção, das áreas denominadas Esmeralda e Água, localizadas na Bacia de Santos e Água Marinha, localizada na Bacia de Campos e 8^a Rodada de Licitações de Partilha de Produção das áreas denominadas Tupinambá, Jade e Ametista, localizadas na Bacia de Santos, e Turmalina, localizada na Bacia de Campos (ANP, 2020).

Após algumas Rodadas de Licitação sob o Regime de Partilha de Produção e seus resultados, está em tramitação o Projeto de Lei nº 3178, de 2019 (Brasil, 2019). Esse projeto visa modificar a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010 (Brasil, 2010c), que instituiu o Regime de Partilha de Produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, permitindo a licitação com concessão nos blocos quando esse regime apresentar maior vantagem para o Brasil. A justificativa para esse projeto é que o Regime de Partilha de Produção não é adequado para áreas com potencial de menor produção, fazendo com que não haja atratividade de empresas para a licitação dessas áreas.

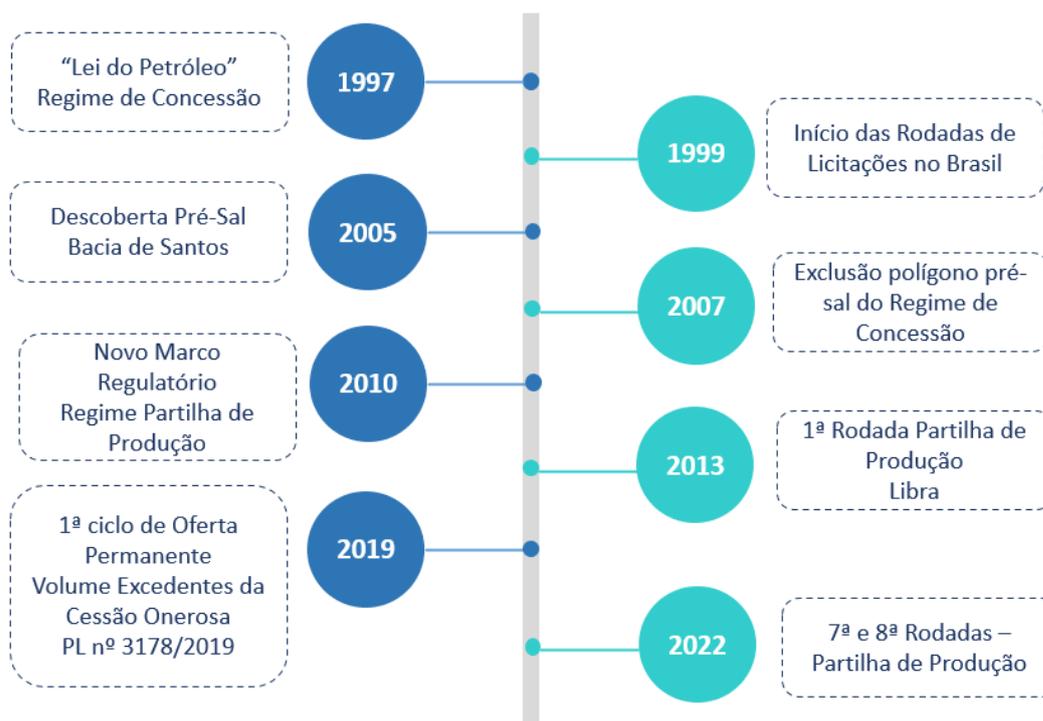


Figura 1.1: Cronologia
Fonte: Autor (2022)

1.1 Objetivo

O objetivo da pesquisa de mestrado é construir um *framework* para dar suporte ao processo de escolha da melhor oferta que maximize uma medida de valor para a empresa, auxiliando o tomador de decisão e considerando as incertezas envolvidas no processo. Para isso será desenvolvida uma metodologia e elaborado um simulador para identificar indicadores econômicos que apresentam a oferta ótima em um leilão de uma área marítima de exploração de óleo e gás. Serão comparadas diferentes abordagens para a tomada de decisão de investimento em um campo de petróleo de acordo com a configuração da produção e preço do petróleo.

As principais contribuições desse trabalho estão elencadas a seguir:

- i) Modelar o fluxo de caixa dos regimes fiscais, apresentado na seção 8.4;
- ii) Propor o *framework* de oferta sob incerteza co-otimizado com a configuração a ser implementada na área, apresentada na seção 4.4;
- iii) Construir métricas baseadas em medida de risco. Foram construídas duas

medidas de performance *Mean-Weighted CVaR* e *Mean-Weighted Double-Sided CVaR* a partir da medida de risco *Conditional Value-at-Risk*, apresentada na seção 4.2;

iv) Estudar um caso com dados hipotéticos emulando um projeto realista existente, apresentado na seção 5.

1.2

Estrutura do Trabalho

O trabalho encontra-se estruturado em seis seções. Além dessa introdução, a segunda seção apresenta o referencial teórico.

A terceira seção apresenta a descrição da oferta para leilão de exploração e produção referente as duas fases de um campo de petróleo: a fase de exploração e a fase de desenvolvimento da produção. São descritas as principais características do fluxo de caixa e seu perfil, além das especificidades do regime fiscal de concessão.

Os projetos de exploração e produção petrolífera caracterizam-se por incertezas técnicas e de mercado, relacionadas ao volume de produção e ao preço futuro do petróleo. Essas incertezas são tratadas na seção quatro.

A metodologia elaborada para a avaliação com os indicadores de performance a serem utilizados nas análises, como foi definido o processo da oferta e a descrição da simulação desenvolvida também são apresentados na quarta seção.

A quinta seção apresenta o caso a ser estudado. A incerteza técnica é modelada através da construção de três cenários de curva de produção: Pessimista, Base e Otimista. Para a incerteza de mercado, os cenários de preço futuro de petróleo são simulados através do Movimento de Reversão à Média (MRM) (Uhlenbeck e Ornstein, 1930). Com a construção de quatro casos para a configuração da produção, são simulados fluxos de caixa estocásticos para diferentes valores de bônus de aquisição e percentual de excedente em óleo ofertado para a União através de simulação de Monte Carlo. Para

a comparação, são utilizados os indicadores econômicos do Valor Presente Líquido (VPL), a medida de risco *Conditional Value-at-Risk* (CVaR) e os indicadores de performance criados e apresentados na seção anterior.

Na sexta seção, são sumarizadas as conclusões e sugestão de trabalho futuros. Por fim, no Apêndice são apresentadas as tabelas dos resultados gerados na quinta seção e o código da simulação implementada em Julia.

2

Referencial Teórico

Esta seção inicia-se com a Teoria de Leilões e os Regimes Fiscais de E&P, base do conhecimento para o trabalho a ser desenvolvido. Em seguida, apresenta o referencial teórico que embasa o tema estudado neste trabalho sobre abordagens para a tomada de decisão e algumas ferramentas. Adicionalmente, são apresentados os principais indicadores econômicos e medidas de risco utilizados nas avaliações. Por fim, há uma contextualização do risco-retorno e os principais modelos de otimização sob incerteza.

2.1

Teoria de Leilões

O assunto de Teoria de Leilões mostra-se de grande relevância visto o prêmio Nobel de 2020 dado para Milgrom e Weber (1982) e Wilson (1977) sobre os seus estudos no assunto. A literatura moderna de Leilões iniciou-se com Vickrey (1962) estabelecendo o conceito de Teorema de Equivalência de Receitas comparando 4 leilões gerando a mesma receita esperada para o leiloeiro e considerando os ofertantes como neutros a risco. Quando há aversão a risco, a estratégia utilizada é a de maximizar a sua função preferência, que tipicamente combina uma métrica de expectativa de ganhos com aversão a perdas do ofertante.

O modelo pioneiro para leilões com direito de exploração de petróleo/gás (*mineral-rights models*) foi de Wilson (1977), introduzindo o modelo de valor comum. Nesse tipo de leilão há incerteza na existência de óleo, volume a ser produzido e qualidade de petróleo. Cada empresa obtém sua avaliação e decide sobre a entrada ou não no leilão. O petróleo é vendido a preço de mercado posteriormente, sendo considerado valor comum. O formato de leilões de óleo e gás é o selado de 1º lance em múltiplas rodadas. Um dos problemas de um leilão é denominado maldição do vencedor com o ganhador pagando acima do

valor do bem (Thaler, 1988) e pode ser evitada fazendo-se um ajuste ótimo no valor do lance.

2.2

Regimes Fiscais de E&P

Regime ou Sistema Fiscal caracteriza-se pela estrutura tributária de um país (Johnston, 2007). Usualmente, esse termo inclui também os aspectos institucionais, contratuais e fiscais envolvidos na relação entre governo e a empresa petrolífera.

Conforme Johnston (1994) há dois principais regimes fiscais: Regimes Concessionários (*Royalty/Tax - R&T*) e Regimes Contratuais, que incluem os contratos de Partilha de Produção (*Production Sharing Agreement - PSA* ou *Production Sharing Contracts - PSC*) ou e Serviços (*Service Agreements - SA*). A principal característica que difere os regimes é onde, quando e se a posse do petróleo é transferida para a empresa contratada. Já as estruturas econômico-financeiras são similares.

Nos regimes concessionários o governo concede à empresa contratada ou consórcio o direito exclusivo de controlar o processo de exploração e produção dentro de uma área específica por um determinado período, sendo a titular dos recursos minerais produzidos e pagamento de *royalties* e tributos devidos. Nos regimes contratuais a propriedade do petróleo após ser produzido permanece do Estado, com parte sendo transferida à empresa dependendo do contrato estabelecido (Andreis, 2016).

Nos contratos de partilha de produção, o Estado, por ser o detentor dos recursos minerais, atua e participa da condução das operações de E&P, seja através da presença de uma empresa estatal no consórcio, seja através da presença de membros do governo no comitê operacional que se reúne para a tomada das principais decisões. Este contrato é celebrado entre uma empresa ou consórcio de empresas e o Estado e prevê a divisão do petróleo produzido entre as empresas do consórcio operador e o Estado (Lucchesi, 2011).

Nos contratos de serviço, a empresa contratada é paga para explorar, desenvolver e produzir o petróleo, com o Estado sendo proprietário da área e do petróleo (Andreis, 2016).

Segundo Tolmasquim e Junior (2011), países como Brasil, Estados Unidos da América (EUA), Reino Unido, Austrália, Argentina e Colômbia utilizam o regime de concessão. O contrato de serviço é visto em menor número em países como Angola, Equador, Iraque, Malásia e México. O regime de partilha de produção é utilizada no Brasil, Angola, Cazaquistão, Rússia, Índia, Indonésia, Líbia e Nigéria.

Para a modelagem do desenvolvimento de um campo de petróleo sob diferentes regimes fiscais foram consultados trabalhos desenvolvidos nos últimos anos. O estudo do desenvolvimento de campos de petróleo sob diferentes regimes fiscais foi tratado por Lucchesi (2011). Foram comparados os regimes de concessão do Brasil e Estados Unidos da América (EUA) e partilha de produção da Nigéria e uma proposta do autor.

Marques et al. (2014) e Andreis (2016) estudaram o impacto dos regimes fiscais no desenvolvimento de um campo do pré-sal. Na dissertação de Soares (2017), foram modelados investimentos, custos operacionais e incertezas de curva de produção para um campo de petróleo.

Silva (2018) desenvolveu uma modelagem de programação estocástica linear inteira mista para seleção de portfólio de projetos com o objetivo de maximizar os resultados, com restrição de risco. Para que o decisor pudesse definir uma solução de portfólio que considerasse sua aversão ao risco foi utilizado o Valor Presente Líquido para representar o retorno e *Conditional Value-at-Risk* como medida de risco afim de estabelecer a fronteira eficiente do risco-retorno.

Para a estratégia ótima a ser utilizada no leilão, Fanzeres, Ahmed e Street (2019) apresentaram uma alternativa para avaliação de lances estratégicos, maximizando receita sob incerteza.

2.3

Abordagens para tomada de decisão

A tomada de decisão consiste em identificar e escolher alternativas baseadas nos valores e preferências do tomador de decisão. Não se trata somente em considerar as alternativas existentes mas selecionar aquela que melhor se adequa aos objetivos, metas e valores aspirados (Fülöp, 2005).

Segundo Keeney (1982) o processo de tomada de decisão pode ser estruturado em quatro passos: estruturar o problema a que a decisão se remete, analisar os possíveis impactos de cada alternativa, determinar as preferências do tomador de decisão e avaliar e comparar as alternativas.

Um dos desafios do processo de tomada de decisão é integrar os efeitos das incertezas e selecionar as incertezas com significativo impacto (Schiozer et al., 2004).

Bratvold (2010) descreve uma metodologia para auxiliar na tomada de decisão que objetiva maximizar a chance de alcançar bons resultados. Essa metodologia incorpora ferramentas de decisão e análise de risco como diagramas de influência, árvores de decisão, análise probabilística, simulação de Monte Carlo e otimização.

Árvore de decisão é um modelo que avalia uma função discreta em que o valor de uma variável é determinado ou passa-se para a próxima etapa. Nessa próxima etapa pode ser escolhida outra variável ou ser o resultado do valor da função. É de fácil programação (Moret, 1982).

Outra ferramenta descrita por Bratvold (2010) é a simulação de Monte Carlo. O principal desafio é a avaliação de incertezas através do Valor Presente Líquido (VPL) e Reservas utilizados para mensurar o valor das alternativas de decisão.

2.4 Risco-Retorno

Para a análise do fluxo de caixa, alguns indicadores econômicos podem ser utilizados como o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR). O conceito de valor presente é a mensuração “agora” do valor de fluxo de caixa a ser recebido no futuro (Luenberger, 2013).

O método do VPL desconta o fluxo de caixa livre de cada período para determinada data pela Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Essa taxa corresponde ao mínimo retorno exigido do projeto afim de manter o valor da empresa inalterado. A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de desconto que iguala o VPL a zero (Gitman, Juchau e Flanagan, 2015).

O mercado de óleo de gás é complexo e de grandes incertezas. Métodos quantitativos são utilizados para a tomada de decisão. O modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) com o cálculo do VPL é um dos métodos mais vistos. Esse modelo de decisão não captura as flexibilidades associadas ao projeto e não considera as incertezas, assumindo um fluxo de caixa determinístico. As empresas estão sujeitas à decisões de investimento com incertezas como o desenvolvimento de uma nova área de exploração de petróleo, o preço do petróleo, a produção ao longo do tempo (Smith e McCardle, 1999).

Com a finalidade de mensurar resultados extremamente desfavoráveis, existem as medidas de risco baseadas em quantis *Value-at-Risk* (VaR) e *Conditional Value-at-Risk* (CVaR), onde é considerado o risco da cauda esquerda da distribuição de probabilidade dos retornos do ativo. O VaR mensura a possível perda associada ao quantil $(1-\alpha)$ da distribuição do retorno. Já o CVaR representa o valor médio do retorno condicional aos eventos com probabilidade inferior a $(1-\alpha)$ (Rockafellar e Uryasev, 2002).

As medidas de risco podem ser classificadas em duas categorias: medidas de dispersão e baseadas em quantis. Para as medidas de dispersão são consideradas as medidas que consideram os desvios em relação a um valor de referência. O valor esperado é um exemplo disso. Essa categoria é subdi-

vidida em medidas simétricas, quando consideram o desvio acima ou abaixo em relação ao valor de referência, por exemplo o desvio padrão e variância e medidas assimétricas, quando abordam apenas a possibilidade de ocorrer perdas ou valores desfavoráveis, abaixo de um valor de referência (*downside risk*). Para as medidas de risco baseadas em quantis considera-se o risco a partir da área da cauda esquerda da distribuição de probabilidade dos retornos do ativo (*tail risk measures*), podendo assumir somente valores positivos ou negativos, tais como *Value-at-Risk (VaR)* e *Conditional Value-at-Risk (CVaR)* (Roman e Mitra, 2009).

Em seu trabalho, Capolei, Foss e Jørgensen (2015) propõem a utilização do *Conditional Value-at-Risk* como a medida de risco apropriada para sua minimização.

Para investimentos em que o retorno não apresenta uma distribuição normal os indicadores de performance tradicionais não são adequados. Para considerar toda a distribuição do retorno, Keating e Shadwick (2002) desenvolveram o indicador Omega.

2.5

Modelos de otimização sob incerteza

Para um problema determinístico a inclusão de incertezas é um desafio de otimização. Mas em ambientes de grandes incertezas, não considerar a estocasticidade dos parâmetros pode gerar resultados equivocados que invalidem a tomada de decisão (Capolei, Foss e Jørgensen, 2015).

Segundo Souza (2016), modelos estocásticos apresentam ganhos para o devido tratamento deste tipo de problema desde que representem adequadamente a incerteza dos parâmetros envolvidos, ao considerar simultaneamente a gama de cenários, com sua respectiva probabilidade de ocorrência.

Carneiro (2008) comenta em seu trabalho que para a indústria do petróleo, a elevada incerteza associada aos projetos reduz substancialmente os reais ganhos do uso de modelos determinísticos. Além das incertezas, em

geral, os projetos de desenvolvimento e produção de petróleo são intensivos em capital e duração. Essa característica influencia diretamente nas preferências dos decisores cujo forte viés é para compor carteiras com elevada rentabilidade (Sefair et al., 2017).

Hastenreiter (2012) mostra a importância de se avaliar e quantificar as incertezas na avaliação econômica das reservas, bem como a necessidade de considerar o efeito da variação do preço do óleo nos custos operacionais. Com uma abordagem probabilística, é apresentada uma nova forma de estimar reservas, que pode impactar significativamente no volume de óleo e gás economicamente recuperável.

Com isso, destaca-se a relevância e motivação para o desenvolvimento de métodos para a otimização de problemas estocásticos como a programação robusta, *fuzzy* e estocástica (Ribas, 2012).

3

Descrição da Oferta para Leilão de Área de Exploração e Produção de Petróleo

3.1

Descrição da Oferta

A concessão de um área de exploração e produção (E&P) de petróleo é realizada através de um leilão. No Brasil, o governo realiza esta prática há mais de duas décadas e estão previstos leilões futuros para atrair investimento de empresas. As empresas fazem as suas ofertas e a proposta vencedora é aquela que oferece maior valor ao governo. O ganhador do leilão adquire o direito de explorar a área, assinando um contrato regido por um regime fiscal e por determinado período de tempo.

A exploração e produção de uma área de petróleo é dividida em duas fases: fase de exploração e fase de desenvolvimento da produção. Na fase de exploração são realizadas atividades para determinar a existência ou não de petróleo na área e sua viabilidade comercial. Sendo viável comercialmente é declarada a comercialidade e a área passa a ser denominada campo. Na fase de desenvolvimento da produção são realizadas atividades que viabilizem a sua produção (Suslick e Schiozer, 2004). A Figura 3.1 apresenta um esquema que resume o processo.



Figura 3.1: Ilustração do modelo de leilão e desenvolvimento de um área de E&P de petróleo

Fonte: Autor (2022)

A mensuração de um projeto consiste em estimar e avaliar o seu fluxo de caixa de acordo com as entradas e saídas ao longo do tempo. Para uma área petrolífera, o fluxo de caixa pode ser representado conforme Figura 3.2. Nos primeiros anos são realizados os investimentos em aquisição, exploração e desenvolvimento da produção o que torna o fluxo de caixa negativo. À medida que ocorre a produção do campo, a partir da composição de receitas, investimentos, custos operacionais e tributos, o fluxo de caixa passa a ser positivo. Ao final do período de produção é realizado o abandono técnico e/ou econômico do campo usualmente com a inversão do sinal do fluxo de caixa.

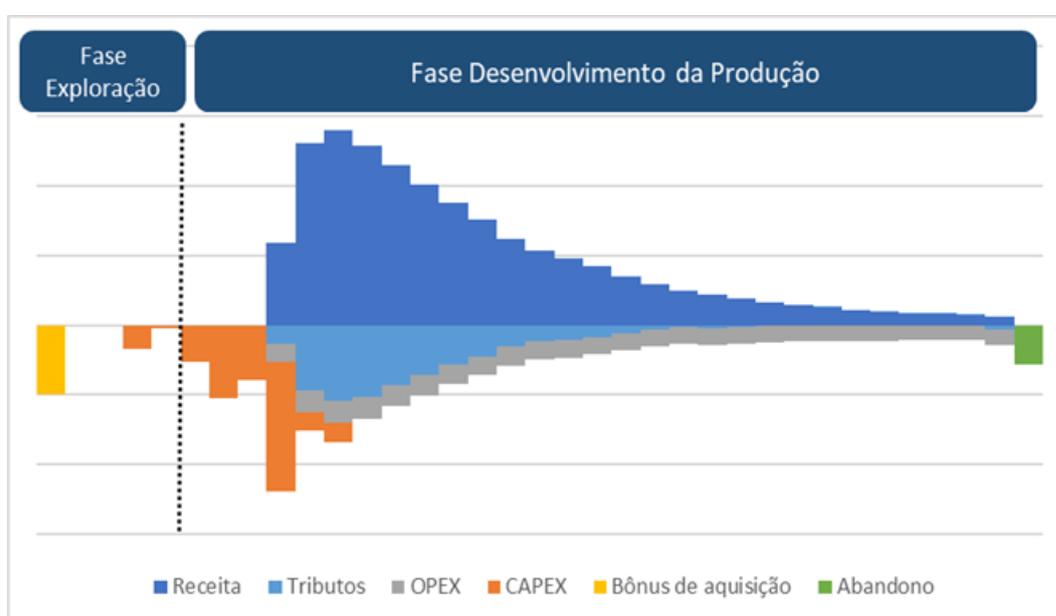


Figura 3.2: Perfil do Fluxo de Caixa

Fonte: Autor (2022)

Cada área de E&P de petróleo é regida por um sistema contratual assinado no momento de sua aquisição. Atualmente, existem três regimes fiscais de E&P no Brasil: (i) Concessão; (ii) Cessão Onerosa e (iii) Partilha de Produção. Para novos leilões de áreas petrolíferas aplicam-se os regimes de Concessão e Partilha de Produção. Para a região denominada polígono do pré-sal, em particular, o regime de Partilha de Produção é obrigatório (Brasil, 2010c).

A figura 3.3 apresenta o processo decisório que reflete o problema de

otimização da escolha da oferta para um leilão de uma área E&P de óleo e gás. Esse processo inicia-se com a oferta dada pela caixa de cor laranja e o leilão representa o círculo de cor verde. Caso a oferta não seja aceita segue-se para a seta "Não" representando o fluxo nulo. Caso a oferta seja aceita, é necessário a escolha de uma configuração de produção representada pela cor azul e sujeito a incertezas de círculo cor amarelo o que induz a um fluxo de caixa estocástico.

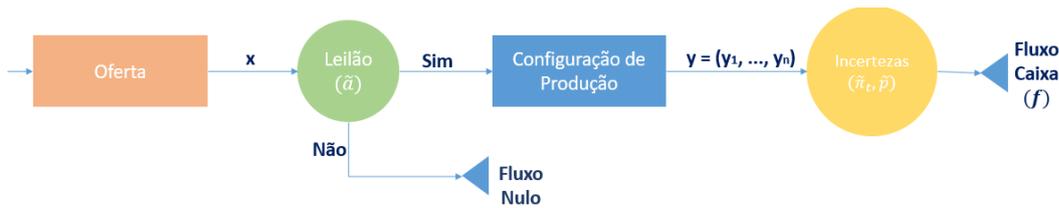


Figura 3.3: Fluxo do leilão
Fonte: Autor (2022)

Afim de representar o fluxo de caixa estocástico, para uma dada oferta x e uma configuração de produção y , foi elaborada a equação (3-1).

$$f(z, \tilde{\xi}) = \left(\sum_{t=1}^T \left(\frac{1}{(1+r)^t} (\tilde{\pi}_t \cdot g_t(y, \tilde{p}) - c_t^{FC}(y)) \right) - c_f(x) \right) \tilde{a}, \quad (3-1)$$

onde $z = [x, y]$ representa o vetor de decisão com x indicando a oferta no leilão e y a configuração a ser adotada. As incertezas do problema são concentradas em $\tilde{\xi} = [\tilde{a}, \tilde{p}, \tilde{\pi}]$ com $\tilde{\pi}_t$ representando o processo estocástico ao longo de $t \in \{1, \dots, T\}$ períodos do preço incerto do petróleo tipo Brent, \tilde{a} é uma variável aleatória binária que representa o status pós leilão (isso é, assume valor 1 caso a oferta seja vencedora e 0 caso contrário) e será caracterizada probabilisticamente por uma distribuição de Bernoulli cuja probabilidade de vencer o leilão é dependente da oferta (melhor descrito na seção 4.3), \tilde{p} é o nível de produção (e.g., otimista, pessimista e base), incerto no momento de definição da oferta e configuração de produção. O primeiro termo da equação (3-1) representa a receita operacional da área ($\tilde{\pi} \cdot g(y, \tilde{p})$), o segundo os custos associados a construção, operação e tributação (c^{FC}) e o terceiro o pagamento referente ao montante ofertado (c_f).

A produção no período $t \in \{1, \dots, T\}$ para uma dada configuração y e observação do nível de produção p é representada pela função g_t (a ser melhor descrito na seção 4.1.1), $c^{FC}(y)$ são os custos associados a construção e operação dada um configuração escolhida y e a tributação associada (que será melhor descrita nas próximas seções), r é o custo de oportunidade.

O objetivo deste trabalho é identificar a melhor oferta e configuração z^* que maximize uma medida de valor para a empresa a ser discutida na seção 5 do fluxo descrito na equação (3-1) apresentada. A seguir serão detalhadas a função custo $c^{FC}(y)$ seguindo os dois regimes fiscais vigentes: concessão e partilha de produção. O contrato de serviço, por ser utilizado em um menor número de países no mundo e não estar vigente no Brasil, será desconsiderado neste trabalho. O intuito deste estudo é aplicar os regimes, não realizando a comparação entre eles.

3.2 Regime Fiscal de Concessão

A Lei do Petróleo, lei n° 9.478/1997 (Brasil, 1997), regulamentou as atividades de exploração e lavra de petróleo mediante contrato de concessão. Esta lei estabeleceu para os blocos licitados sob o regime de Concessão as seguintes participações governamentais: bônus de assinatura, *royalties*, participação especial, e pagamento pela ocupação da área ou retenção da terra.

O bônus de aquisição é o valor ofertado na licitação do bloco e pago na assinatura do contrato. Seu valor mínimo é estabelecido no edital da licitação. O vencedor da licitação é o proponente com a maior oferta de bônus de aquisição. Os *royalties* são uma alíquota paga mensalmente que varia de 5 a 15% da receita bruta.

A participação especial (PE) definida no artigo 45 da lei n.º 9.478/97 (Brasil, 1997) e, posteriormente, regulamentada pelo decreto 2.705/98 (Brasil, 1998) é paga trimestralmente. Sua alíquota varia 0 a 40% de acordo com a localização da lavra (lâmina d'água), tempo de produção e volume de produção

trimestral. O pagamento pela ocupação da área ou retenção da terra é um valor fixo pago mensalmente e estabelecido no contrato.

A receita bruta de produção é caracterizada pelo volume produzido de óleo e gás multiplicado pelo preço do petróleo e do gás. Os investimentos referem-se à construção de poços, equipamentos submarinos e plataformas de produção, além do abandono do campo ao final da produção. Os custos operacionais iniciam-se a partir da produção e são classificados em fixos e variáveis. Os custos fixos são custos de manutenção da produção e os custos variáveis são uso de produtos químicos dependentes do volume de produção. O imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL) incidem sobre o lucro. O fluxo de caixa sob o regime de concessão pode ser representado pela tabela abaixo:

Tabela 3.1: Fluxo de Caixa Econômico sob Regime Fiscal de Concessão

+	Receita bruta (óleo e gás)
-	Royalties (10%)
-	Custos Operacionais (OPEX)
-	Participação Especial
-	Imposto de Renda e CSLL (34%)
-	Investimentos (CAPEX)
=	Fluxo de Caixa Econômico Concessão

3.3 Regime Fiscal de Partilha de Produção

Em 2005, houve a descoberta do Pré-Sal na Bacia de Santos. Em 2007, através da Resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE nº 6, de 08/11/2007 (Brasil, 2007) determinou a exclusão do polígono do pré-sal, conforme Figura 3.4, do Regime de Concessão.

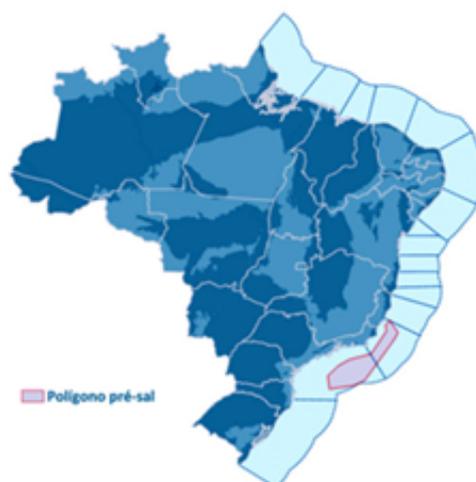


Figura 3.4: Polígono do Pré-Sal

Fonte: Brasil (2007)

A Lei nº 12.351/2010 (Brasil, 2010c) instituiu o novo Marco Regulatório estabelecendo no Brasil o Regime de Partilha da Produção nas áreas do polígono pré-sal e áreas estratégicas. Em 2013 foi realizada a 1ª Rodada de Licitação de Libra, a primeira área sob o Regime de Partilha de Produção no país (ANP, 2013). O histórico desse regime encontra-se resumido na Figura 3.5.

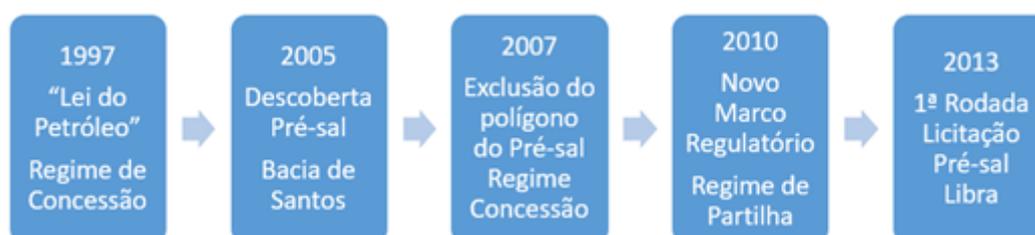


Figura 3.5: Histórico Regime Partilha de Produção

Fonte: Autor (2022)

Para o Regime de Partilha de Produção, a área de E&P é dividida pela União e pela empresa contratada. Denomina-se custo em óleo o total do óleo produzido pela empresa contratada após serem descontados os custos exploratórios, para desenvolvimento do campo e de extração. Há um limite para a recuperação do custo em óleo definido contratualmente. O excedente em óleo é o volume de óleo e gás restante descontando-se os investimentos. Este

excedente é partilhado entre União e empresa contratada. Esses parâmetros variam para cada leilão e são definidos por contrato. Além dessa participação governamental, há o pagamento de *royalties* com alíquota estabelecida de 15%. O bônus de assinatura é um valor fixo determinado no edital da licitação. O fluxo de caixa sob o regime de Partilha de Produção pode ser representado pela tabela abaixo:

Tabela 3.2: Fluxo de Caixa Econômico sob Regime Fiscal de Partilha de Produção

+	Receita bruta (óleo e gás)
-	Royalties (15%)
-	Custos Recuperados
=	Excedente em Óleo Total
-	Excedente em Óleo União
=	Excedente em Óleo Cia
-	Imposto de Renda e CSLL (34%)
-	Investimentos (CAPEX)
-	Custos Operacionais (OPEX)
=	Fluxo de Caixa Econômico Partilha Produção

O vencedor do leilão para o Regime de Partilha de Produção é aquele cujo percentual ofertado de Excedente em Óleo para a União seja o maior. Esse percentual refere-se a um cenário referência de Brent em US\$ por barril e uma produção média dos poços produtores. O percentual varia de acordo com a produtividade dos poços e o preço do petróleo. A Figura 3.6 apresenta um exemplo de tabela de percentual de excedente em óleo para a União. É estabelecido um limite mínimo e máximo de alíquota definido contratualmente. Sendo assim, o percentual de excedente em óleo para a União é dado pela seguinte fórmula:

$$\min \left\{ \gamma, \max \{ \sigma, b + \Delta(\pi, g) \} \right\}, \quad (3-2)$$

onde

σ = limite de alíquota mínimo,

γ = limite de alíquota máximo,

b = percentual de excedente em óleo ofertado para a União,

π = preço do petróleo,

g = produtividade média dos poços,

Δ = variação da alíquota em função da produtividade dos poços e preço do petróleo (Figura 3.6).

De		Produção Média dos Poços Produtores (bbld)												
		9.000	9.500	10.000	10.500	11.000	11.500	12.000,10	12.500	13.000	13.500	14.000	14.500	15.000
até		9.500	10.000	10.500	11.000	11.500	12.000	12.500,00	13.000	13.500	14.000	14.500	15.000	
0	5,00	-23,7909pp	-21,3754pp	-19,1624pp	-17,1348pp	-15,2770pp	-13,5749pp	-12,0154pp	-10,5866pp	-9,2774pp	-8,0780pp	-6,9790pp	-5,9721pp	
5,01	10,00	-21,8633pp	-19,5478pp	-17,4316pp	-15,4976pp	-13,7300pp	-12,1146pp	-10,6382pp	-9,2889pp	-8,0557pp	-6,9286pp	-5,8986pp	-4,9572pp	
10,01	15,00	-20,0495pp	-17,8329pp	-15,8121pp	-13,9699pp	-12,2904pp	-10,7594pp	-9,3636pp	-8,0911pp	-6,9310pp	-5,8734pp	-4,9093pp	-4,0304pp	
15,01	20,00	-18,3432pp	-16,2242pp	-14,2971pp	-12,5448pp	-10,9512pp	-9,5020pp	-8,1842pp	-6,9858pp	-5,8960pp	-4,9050pp	-4,0038pp	-3,1843pp	
20,01	25,00	-16,7386pp	-14,7155pp	-12,8803pp	-11,2157pp	-9,7056pp	-8,3359pp	-7,0934pp	-5,9663pp	-4,9439pp	-4,0165pp	-3,1753pp	-2,4122pp	
25,01	30,00	-15,2299pp	-13,3010pp	-11,5557pp	-9,9765pp	-8,5476pp	-7,2546pp	-6,0847pp	-5,0262pp	-4,0683pp	-3,2017pp	-2,4174pp	-1,7079pp	
30,01	35,00	-13,8118pp	-11,9753pp	-10,3177pp	-8,8216pp	-7,4713pp	-6,2525pp	-5,1524pp	-4,1596pp	-3,2634pp	-2,4546pp	-1,7245pp	-1,0656pp	
35,01	40,00	-12,4792pp	-10,7331pp	-9,1610pp	-7,7456pp	-6,4712pp	-5,3239pp	-4,2910pp	-3,3610pp	-2,5237pp	-1,7699pp	-1,0912pp	-0,4802pp	
40,01	45,00	-11,2274pp	-9,5695pp	-8,0805pp	-6,7433pp	-5,5424pp	-4,4639pp	-3,4953pp	-2,6255pp	-1,8443pp	-1,1427pp	-0,5126pp	+0,0532pp	
45,01	50,00	-10,0519pp	-8,4799pp	-7,0717pp	-5,8102pp	-4,6800pp	-3,6676pp	-2,7607pp	-1,9482pp	-1,2204pp	-0,5684pp	+0,0157pp	+0,5390pp	
50,01	55,00	-8,9483pp	-7,4600pp	-6,1301pp	-4,9416pp	-3,8797pp	-2,9307pp	-2,0827pp	-1,3249pp	-0,6478pp	-0,0427pp	+0,4980pp	+0,9812pp	
55,01	60,00	-7,9126pp	-6,5056pp	-5,2515pp	-4,1336pp	-3,1371pp	-2,2489pp	-1,4572pp	-0,7515pp	-0,1224pp	+0,4383pp	+0,9381pp	+1,3836pp	
60,01	65,00	-6,9410pp	-5,6129pp	-4,4320pp	-3,3821pp	-2,4485pp	-1,6184pp	-0,8804pp	-0,2241pp	+0,3593pp	+0,8781pp	+1,3394pp	+1,7496pp	
65,01	70,00	-6,0298pp	-4,7781pp	-3,6680pp	-2,6834pp	-1,8102pp	-1,0357pp	-0,3487pp	+0,2605pp	+0,8009pp	+1,2801pp	+1,7052pp	+2,0822pp	
70,01	75,00	-5,1756pp	-3,9979pp	-2,9560pp	-2,0342pp	-1,2187pp	-0,4972pp	+0,1411pp	+0,7058pp	+1,2054pp	+1,6474pp	+2,0384pp	+2,3844pp	
75,01	80,00	-4,3752pp	-3,2690pp	-2,2927pp	-1,4312pp	-0,6709pp	OFERTA	+0,5921pp	+1,1146pp	+1,5758pp	+1,9827pp	+2,3419pp	+2,6588pp	
80,01	85,00	-3,6254pp	-2,5882pp	-1,6752pp	-0,8714pp	-0,1639pp	+0,4589pp	+1,0072pp	+1,4899pp	+1,9147pp	+2,2887pp	+2,6180pp	+2,9078pp	
85,01	90,00	-2,9234pp	-1,9527pp	-1,1004pp	-0,3519pp	+0,3053pp	+0,8823pp	+1,3891pp	+1,8340pp	+2,2247pp	+2,5678pp	+2,8691pp	+3,1336pp	
90,01	95,00	-2,2663pp	-1,3597pp	-0,5657pp	+0,1299pp	+0,7391pp	+1,2727pp	+1,7401pp	+2,1495pp	+2,5081pp	+2,8222pp	+3,0973pp	+3,3383pp	
95,01	100,00	-1,6517pp	-0,8068pp	-0,0685pp	+0,5765pp	+1,1400pp	+1,6324pp	+2,0626pp	+2,4385pp	+2,7669pp	+3,0539pp	+3,3046pp	+3,5236pp	
100,01	105,00	-1,0770pp	-0,2913pp	+0,3935pp	+0,9903pp	+1,5104pp	+1,9637pp	+2,3588pp	+2,7031pp	+3,0032pp	+3,2647pp	+3,4927pp	+3,6914pp	
105,01	110,00	-0,5400pp	+0,1889pp	+0,8225pp	+1,3734pp	+1,8523pp	+2,2686pp	+2,6305pp	+2,9452pp	+3,2188pp	+3,4566pp	+3,6633pp	+3,8430pp	
110,01	115,00	-0,0383pp	+0,6360pp	+1,2208pp	+1,7279pp	+2,1677pp	+2,5490pp	+2,8797pp	+3,1665pp	+3,4152pp	+3,6309pp	+3,8179pp	+3,9801pp	
115,01	120,00	+0,4299pp	+1,0521pp	+1,5902pp	+2,0558pp	+2,4584pp	+2,8068pp	+3,1081pp	+3,3687pp	+3,5942pp	+3,7892pp	+3,9579pp	+4,1039pp	

Figura 3.6: Exemplo de tabela de percentual de excedente em óleo para a União em função da oferta, produtividade e preço do petróleo

Fonte: MME (2019)

Para ilustrar a equação (3-2), a Figura 3.7 apresenta um exemplo considerando limite de alíquota mínimo de $\sigma = 1\%$, máximo de $\gamma = 100\%$ e $b = 30\%$.

			Produção Média dos Poços Produtores (bbld)												
	De		6.000	6.500	7.000	7.500	8.000	8.500	9.000	9.500	11.500	48.500	49.000	49.500	50.000
	até		6.500	7.000	7.500	8.000	8.500	9.000	9.500	12.000	49.000	49.500	50.000	50.500	
Preço Dated Brent - US\$/Barril	0	5,00	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	3,57%	6,21%	16,43%	35,01%	35,01%	35,02%	35,02%	
	5,01	10,00	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	2,83%	5,60%	8,14%	17,89%	35,02%	35,02%	35,02%	35,02%	
	10,01	15,00	1,00%	1,00%	1,00%	1,93%	4,85%	7,52%	9,95%	19,24%	35,02%	35,02%	35,03%	35,03%	
	15,01	20,00	1,00%	1,00%	1,00%	3,95%	6,76%	9,33%	11,66%	20,50%	35,03%	35,03%	35,03%	35,03%	
	20,01	25,00	1,00%	1,00%	2,87%	5,86%	8,57%	11,03%	13,26%	21,66%	35,03%	35,03%	35,03%	35,03%	
	25,01	30,00	1,00%	1,62%	4,80%	7,68%	10,28%	12,64%	14,77%	22,75%	35,03%	35,03%	35,03%	35,03%	
	30,01	35,00	1,00%	3,57%	6,63%	9,40%	11,90%	14,15%	16,19%	23,75%	35,03%	35,03%	35,03%	35,03%	
	35,01	40,00	2,15%	5,43%	8,38%	11,03%	13,43%	15,58%	17,52%	24,68%	35,03%	35,04%	35,04%	35,04%	
	40,01	45,00	4,04%	7,20%	10,03%	12,58%	14,87%	16,93%	18,77%	25,54%	35,04%	35,04%	35,04%	35,04%	
	45,01	50,00	5,84%	8,88%	11,61%	14,05%	16,23%	18,19%	19,95%	26,33%	35,04%	35,04%	35,04%	35,04%	
	70,01	75,00	13,74%	16,19%	18,37%	20,29%	21,99%	23,49%	24,82%	29,50%	35,04%	35,04%	35,04%	35,04%	
	75,01	80,00	15,11%	17,45%	19,52%	21,34%	22,95%	24,37%	25,62%	30,00%	35,04%	35,04%	35,04%	35,04%	
	80,01	85,00	16,42%	18,65%	20,61%	22,34%	23,86%	25,20%	26,37%	30,46%	35,04%	35,04%	35,04%	35,04%	
	85,01	90,00	17,67%	19,79%	21,65%	23,28%	24,71%	25,97%	27,08%	30,88%	35,04%	35,04%	35,04%	35,04%	
	90,01	95,00	18,86%	20,87%	22,63%	24,17%	25,52%	26,70%	27,73%	31,27%	35,04%	35,04%	35,04%	35,04%	
	150,01	155,00	29,44%	30,28%	30,99%	31,60%	32,11%	32,55%	32,93%	34,10%	35,04%	35,04%	35,04%	35,04%	
	175,01	180,00	32,26%	32,70%	33,08%	33,39%	33,66%	33,88%	34,07%	34,63%	35,04%	35,04%	35,04%	35,04%	
	180,01	185,00	32,73%	33,11%	33,42%	33,69%	33,91%	34,09%	34,24%	34,71%	35,04%	35,04%	35,04%	35,04%	
	185,01	190,00	33,19%	33,49%	33,75%	33,96%	34,14%	34,29%	34,41%	34,78%	35,04%	35,04%	35,04%	35,04%	
	190,01	195,00	33,61%	33,85%	34,05%	34,22%	34,35%	34,47%	34,56%	34,85%	35,04%	35,04%	35,04%	35,04%	
195,01	200,00	34,02%	34,19%	34,33%	34,45%	34,55%	34,63%	34,70%	34,91%	35,04%	35,04%	35,04%	35,04%		

Figura 3.7: Exemplo de tabela de percentual de excedente em óleo para a União em função da oferta de 30%, produtividade e preço do petróleo

Fonte: Autor(2022)

3.4 Comparação entre os dois Regimes

Conforme apresentado nas seções 3.2 e 3.3 há diferenças significativas entre os dois Regimes Fiscais. Para ilustrar a comparação entre eles, é apresentada a Figura 3.8. Para ambos os regimes há o bônus de assinatura do contrato sendo este item o critério vencedor para o regime de Concessão enquanto no regime de Partilha de Produção é um valor fixado no edital do leilão.

Para a Partilha de Produção foi criada a empresa pública Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) sob a Lei 12.304/2010 (Brasil, 2010b), representando a União na gestão dos contratos de partilha de produção celebrados entre o MME e as empresas e na gestão dos contratos para comercialização do petróleo e do gás natural do pré-sal. Além disso, integra em 50% os consórcios formados para executar os contratos de partilha e representa a União nos comitês operacionais dos consórcios. Sendo assim, a propriedade do óleo e gás após a extração no caso da partilha de produção não é do concessionário e sim da empresa contratada e da União. A alíquota de *royalties* varia para cada regime, sendo de 10% para

a concessão e 15% para a partilha de produção. Na concessão, a tributação é feita pela cobrança de participação especial, enquanto na partilha de produção é um percentual do excedente em óleo, também denominado de óleo lucro, para a União.

A duração dos contratos para a concessão é variável na fase de exploração e 27 anos para a fase de produção enquanto na partilha de produção é fixado em 35 anos.

	Concessão	Partilha de Produção
Propriedade do óleo e gás após extração	Concessionárias	Contratadas e União
Bônus	Bônus de Assinatura do Contrato	Bônus de Assinatura do Contrato
Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)	1%	1%
Papel do Governo	Regulação e fiscalização (ANP)	Aprovação do planejamento e execução (PPSA), regulação, fiscalização (ANP), controle de custos (PPSA)
Duração do Contrato	Fase de Exploração: variável Fase de produção: 27 anos	35 anos
Royalties	10%	15%
Participação Especial	10% a 40% (receita líquida) em campos de grande produção	-
Percentual de Óleo Lucro da União	-	Variável

Figura 3.8: Comparação entre os dois Regimes

Fonte: Autor (2022)

4 Metodologia de Avaliação

4.1 Caracterização das Incertezas

Os projetos de exploração e produção petrolífera possuem incertezas técnicas e de mercado. Durante a fase exploratória, a grande incerteza está na existência ou não de petróleo tecnicamente e economicamente viável. Após a declaração de comercialidade, ainda há incerteza de produção associada aos riscos geológicos do reservatório que mesmo após a produção do primeiro óleo, não são totalmente conhecidas. Quanto mais informações sobre a área vão sendo coletadas, as incertezas relacionadas ao volume de petróleo no reservatório são mitigadas e as incertezas relacionadas ao fator de recuperação do óleo tornam-se mais relevantes (Suslick e Schiozer, 2004). Existe uma dicotomia entre o início de produção e a aquisição de dados que apesar de reduzir as incertezas técnicas pode postergar a produção. Além da incerteza técnica, há incerteza de mercado, caracterizada pelo preço do petróleo. Neste trabalho, foram consideradas duas incertezas. A primeira relacionada a incerteza técnica de reservatório do volume da reserva a ser explorada. A segunda incerteza trata-se do preço futuro do petróleo, que possui variações no mercado ao longo do tempo e será modelada através do processo estocástico de Movimento de Reversão à Média (MRM).

4.1.1 Incerteza técnica

Incerteza técnica está relacionada com as características específicas de um projeto. Uma característica marcante de incerteza técnica é que a realização de investimentos e a experiência adquirida ao longo do tempo em projetos diminuem significativamente este tipo de incerteza (Dixit e Pindyck, 1994). Tratando-se de valoração de ativos na área de petróleo, a minimização da

incerteza técnica tem um papel fundamental.

Schiozer et al. (2004) argumenta que o avanço de novos algoritmos, *hardware* e novas abordagens do modelo geológico possibilitam uma melhor acurácia no processo de tomada de decisão. Na fase de desenvolvimento do campo, o fator de recuperação aumenta ou reduz significativamente em função da redução das incertezas. A simulação de reservatório aumenta a confiabilidade, melhora a qualidade e gera resultados para importante variáveis como produção de água e gás, pressão.

Steagall e Schiozer (2001) através de simulação numérica de fluidos obtém o impacto das incertezas na previsão de produção de petróleo. Aplicando a simulação em um estudo de caso, chegou-se a conclusão de que a porosidade e a permeabilidade horizontal da rocha são os fatores de maior influência na incerteza de produção.

Já na abordagem de Subbey, Mike e Sambridge (2003) a simulação foi realizada combinando-se diferenças finitas e simulação de linhas de fluxo para caracterizar as incertezas na previsão de performance de reservatórios.

Bomfim (2017) utiliza as variáveis do potencial produtivo instalado, entrada de novos poços, parada programada para manutenção e eficiência para modelar a produção de um campo em produção.

Uma abordagem típica da representação das curvas de produção é dada através do tratamento probabilístico que integra as incertezas e assume simplificações necessárias afim de reduzir o trabalho computacional. Curvas pessimistas, prováveis e otimistas podem representar P90, P50 e P10 (Schiozer et al., 2004).

Alguns critérios devem ser adotados para representar os diferentes níveis de incerteza afim de compará-los na mesma base. Um dos critérios que pode ser utilizado é a estimativa de reservas e recursos (Silva, 2018).

Organizações técnicas, agências governamentais e a indústria petrolífera como a *Society of Petroleum Engineers* (SPE), *World Petroleum Con-*

gress (WPC), *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE), *Securities Exchange Commission* (SEC) e agências reguladoras da atividade em cada país produtor estabelecem os padrões de classificação de reservas e recursos de petróleo internacionalmente aceitos. No Brasil, as reservas e recursos devem seguir as orientações da Agência Nacional de Petróleo (ANP), conforme Resolução nº 47/2014 - Regulamento Técnico de Estimativa de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural (RTR).

A reserva é estimada de acordo com três categorizações: a 1P está associada a um alto grau de confiança de que a quantidade será recuperada, já a 2P e 3P indicam uma recuperação menos provável que a categorização 1P e 2P, respectivamente (ANP, 2014). As categorizações são construídas através dos resultados de simulação de geo-engenharia em modelos determinísticos a partir da construção de cenários pessimista, moderado e otimista, respectivamente. Esta representação será a base empregada para a modelagem da incerteza técnica na seção 5.3.

4.1.2 Incerteza de mercado

Na economia a incerteza de mercado é caracterizada como uma conjectura em que os rumos a serem tomados pelo mercado não são previsíveis, ou seja, são incertos. A indústria de petróleo, assim como muitas outras, é um ramo suscetível a esse tipo de incertezas. O mercado de petróleo está sujeito aos efeitos da economia mundial. Neste trabalho será considerado, além da incerteza técnica mencionada anteriormente, a incerteza de mercado vinculada ao preço futuro do petróleo.

Há na literatura vários modelos de previsão para o preço do petróleo. Um dos processos estocásticos mais conhecidos e muito utilizado em economia e finanças é Movimento Geométrico Browniano (MGB) por ser um processo com premissas mais simples e poucos parâmetros de estimação. Esse processo

modela os preços com tendência de crescimento exponencial (Dias, 2015).

Para alguns casos, a incerteza pode não seguir um processo estocástico MGB (Lund, 1993) com preços dependentes de nível de equilíbrio de longo prazo como por exemplo as *commodities* não financeiras. Uhlenbeck e Ornstein (1930) desenvolveram o modelo conhecido como Movimento de Reversão à Média (MRM). Este modelo é utilizado quando a tendência reverte para um nível de equilíbrio. O desenvolvimento deste tipo de modelo objetivou explicar o comportamento e ser aplicado à *commodities* com contratos futuros negociados em bolsa de valores (Dias, 2015). Esse processo pode ser definido conforme apresentado na equação (4-1).

$$dx = \eta(\bar{x} - x)dt + \sigma dz, \quad (4-1)$$

onde η é a velocidade de reversão, \bar{x} é o valor médio de retorno, σ é a volatilidade e dz o processo de Weiner de movimento browniano.

A equação (4-1) é a versão contínua de um processo auto regressivo de ordem 1 (AR1) quando Δt tende a zero tem-se a equação (4-2) (Dixit e Pindyck, 1994).

$$x_t - x_{t-1} = \bar{x} (1 - e^{-\eta}) + (e^{-\eta} - 1) x_{t-1} + \varepsilon_t, \quad (4-2)$$

onde ε_t é normalmente distribuído com média zero e variância $\sigma_\varepsilon^2 = \frac{\sigma^2}{2\eta}(1 - e^{-2\eta})$.

Assumindo como hipótese que os preços (π) seguem uma distribuição lognormal ($\ln(\pi)$), os cenários de preços são estimados pela equação (4-3).

$$\ln(\pi_t) = e^{-\eta\Delta t} \ln(\pi_{t-1}) + \bar{x} (1 - e^{-\eta\Delta t}) + \sigma \sqrt{\frac{1 - e^{-2\eta\Delta t}}{2\eta}} \beta, \quad (4-3)$$

onde β segue uma distribuição normal com média zero e desvio padrão igual a um.

Para a estimação dos parâmetros do MRM, é utilizado um modelo de

regressão conforme equação (4-4).

$$\ln(\pi_t) - \ln(\pi_{t-1}) = a + (b - 1) \ln(\pi_{t-1}) + \varepsilon_t, \quad (4-4)$$

onde $a = \bar{x}(1 - e^{-\eta})$, $b = e^{-\eta}$, $\varepsilon_t \sim N\left(0, \frac{\sigma^2}{2\eta}(1 - e^{-2\eta})\right)$, η representa a velocidade de reversão, a volatilidade é dada por σ e o nível de equilíbrio por \bar{x} .

Existem ainda vários modelos de reversão à média com dois ou mais fatores estocásticos, usados para a modelagem de preços de energia e *commodities*. Um dos exemplos é quando os preços à vista reverterem para um nível de equilíbrio e este nível é estocástico. Por terem mais parâmetros de ajuste, os modelos de dois fatores em geral aderem melhor aos dados do que os modelos de um fator (Dias, 2015).

A comparação entre os modelos foi estudada por Schwartz (1997). Neste trabalho foi feita a comparação dos modelos de um fator, com o logaritmo do preço à vista seguindo o movimento de reversão à média; dois fatores, com preço à vista seguindo o movimento geométrico browniano e taxa de conveniência por movimento de reversão à média e três fatores, com o preço à vista conforme movimento geométrico browniano, taxa de conveniência e taxa de juros por movimento de reversão à média. O modelo de um fator indicou um desempenho menor do que os modelos de dois e três fatores que apresentaram um desempenho similar mostrando que a taxa de juros agrega pouco ao modelo.

Schwartz e Smith (2000) desenvolveram um modelo de dois fatores considerando os choques estocásticos de curto prazo pelo MRM e longo prazo pelo MGB. Apesar de apresentar robustez para medida neutra a risco não pode ser utilizado para medida real de probabilidade.

O preço de *commodities* é regido por mecanismos de mercado, ou seja, oferta e demanda. Com os preços altos, os produtores aumentam a oferta, ocasionando uma queda no preço. Do mesmo modo, quando os preços estão

baixos, os produtores restringem a oferta e, conseqüentemente, a escassez causa aumento no preço. Esse comportamento caracteriza um processo de reversão à média e é típico dos preços das commodities, descrito na literatura de finanças (Aiube, 2013). O preço do petróleo e seus derivados, em geral são modelados como modelos de reversão à média (MRM) como Samanez e Costa (2009), Vianello, Costa e Teixeira (2014), O’Driscoll (2016).

Nesta dissertação, o preço do petróleo será representado pelo processo estocástico Movimento de Reversão à Média (MRM). A validação do processo estocástico será vista na seção 5.2.

4.2

Indicadores de performance

A literatura prévia sobre o tema abordado nesse estudo é esparsa. Indicadores tradicionais não são suficientes para atingir a função objetivo definida de maximizar o valor da empresa no negócio ajustado pelo perfil de risco. Sendo assim, além de alguns indicadores tradicionais fez-se necessário a criação de outros indicadores com o objetivo de avaliar o risco-retorno da oferta.

Os indicadores de performance elaborados basearam-se no Valor Presente Líquido (VPL) para comparação dos fluxos de caixa, conforme apresentado na equação (3-1) e para a medida de risco, o *Conditional Value-at-Risk* (CVaR) (Rockafellar e Uryasev, 2002).

As ofertas serão avaliadas de acordo com os indicadores de performance elencados nas tabelas 4.1 e 4.2 e seus principais objetivos. A tabela 4.1 apresenta os indicadores encontrados na literatura e a tabela 4.2 mostra os indicadores propostos pelo autor deste trabalho.

Tabela 4.1: Indicadores de performance tradicionais da literatura

Indicador	Símbolo	Significado
VPL esperado	$VPL_{esperado}$	Média do VPL
Desvio Padrão	Desvpad	Desvio médio
<i>CVaR</i>	$CVaR_{\alpha}$	Peso para cauda esquerda
Omega	Ω	VPL esperado positivo/VPL esperado negativo
Exposição Financeira	Expfin	Máxima perda do FCD

Tabela 4.2: Indicadores de performance elaborados pelo autor

Indicador	Símbolo	Significado
<i>Mean-Weighted CVaR</i>	$M-wCVaR_{\alpha}^{-}$	Peso para cauda esquerda
<i>Mean-Weighted Double-Sided CVaR</i>	$M-wCVaR_{\alpha}^{\pm}$	Peso para cauda esquerda e direita
Beta	β	Dado um percentil α calcula razão ganho sob perda
<i>Negative-Positive cash-flow ratio</i>	NoPR	Número resultados positivos/negativos

O VPL esperado representa a média dos VPL dos cenários simulados. Para determinar o VPL dos cenários a serem simulados, será utilizado o VPL esperado dado pela equação (4-5)

$$\mathbb{E}[f(z, \tilde{\xi})] = \sum_{\omega \in \Omega} \mathbb{P}(\{\omega\}) \cdot f(z, \tilde{\xi}), \quad (4-5)$$

onde $f(z, \tilde{\xi})$ representa o VPL da equação (3-1) e $\mathbb{P}(\{\omega\})$ a probabilidade de cada cenário simulado. Para esse trabalho, será utilizada simulação de Monte Carlo (Ross, 2012).

Como medida de risco, será utilizada o CVaR apresentado a seguir.

Seja $f(z, \tilde{\xi})$ uma variável aleatória referente à decisão z , o $CVaR_\alpha(f(z, \tilde{\xi}))$ ao nível de significância $\alpha \in (0,1)$ pode ser obtido pela equação (4-6).

$$CVaR_\alpha(f(z, \tilde{\xi})) = \max_{\eta} \left\{ \eta - \frac{1}{1-\alpha} \cdot \mathbb{E}[\max\{\eta - f(z, \tilde{\xi}), 0\}] \right\}, \quad (4-6)$$

Afim de melhor considerar o risco/benefício financeiro no processo de tomada de decisão é importante que múltiplos quantis da distribuição de VPL sejam contabilizados na métrica de valor para a empresa. Neste trabalho, são propostas e criadas duas métricas baseado nos conceitos do CVaR denominadas *Mean-Weighted CVaR* e *Mean-Weighted Double-Sided CVaR*.

Mais especificamente, o indicador *Mean-Weighted CVaR* foi definido pela equação (4-7) e utiliza além do VPL esperado, o CVaR da parte associada a cauda esquerda.

$$M-wCVaR_{\Lambda}^{-}(f(z, \tilde{\xi})) = (1 - \lambda)\mathbb{E}[f(z, \tilde{\xi})] + \lambda \sum_{\alpha \in \Lambda} \frac{CVaR_{\alpha}(f(z, \tilde{\xi}))}{w_{\alpha}}, \quad (4-7)$$

onde Λ representa a coleção de percentis e w_{α} o peso associado a eles. O primeiro termo representa o VPL esperado e o segundo a média ponderada dos valores associados ao $CVaR_{\alpha}$ para diferentes valores de α , portanto levando em consideração múltiplos impactos na cauda esquerda da distribuição de fluxo de caixa.

O indicador *Mean-Weighted Double-Sided CVaR* foi definido pela equação (4-8) e utiliza além do VPL esperado o CVaR da parte associada a cauda esquerda e direita.

$$\begin{aligned} M-wCVaR_{\Lambda}^{\pm}(f(z, \tilde{\xi})) &= (1 - \lambda)\mathbb{E}[f(z, \tilde{\xi})] + \frac{\lambda}{2} \sum_{\alpha \in \Lambda} \frac{CVaR_{\alpha}(f(z, \tilde{\xi}))}{w_{\alpha}} \\ &+ \frac{\lambda}{2} \sum_{\alpha \in \Lambda} \frac{-CVaR_{\alpha}(-f(z, \tilde{\xi}))}{w_{\alpha}}, \end{aligned} \quad (4-8)$$

onde Λ representa a coleção de percentis e w_α o peso associado a eles. O primeiro termo representa o VPL esperado e o segundo a média ponderada dos valores associados ao $CVaR_\alpha$ para diferentes valores de α , portanto levando em consideração múltiplos impactos na cauda esquerda da distribuição de fluxo de caixa e o terceiro termo a média ponderada dos valores associados ao $CVaR_\alpha$ para diferentes valores de α , portanto levando em consideração múltiplos impactos na cauda direita da distribuição de fluxo de caixa.

O grau de risco do tomador de decisão é representado por λ em que ao aumentar o seu valor um maior peso é dado as componentes do CVaR e no limite para λ igual a zero tem-se um agente neutro a risco.

O cálculo do indicador β é dado pela equação (4-9) e representa a fração entre a média condicional do VPL acima do percentil α e a média condicional do VPL abaixo do percentil $1 - \alpha$.

$$\beta(\alpha) = \frac{-CVaR_\alpha(-f(z, \tilde{\xi}))}{CVaR_\alpha(f(z, \tilde{\xi}))}, \quad (4-9)$$

Kazemi, Schneeweis e Gupta (2004) apresentam a equação (4-10) do indicador de performance Omega:

$$\Omega(L) = \frac{\mathbb{E}\left[\max\{f(z, \tilde{\xi}) - L, 0\}\right]}{\mathbb{E}\left[\max\{L - f(z, \tilde{\xi}), 0\}\right]}, \quad (4-10)$$

Nessa dissertação, há o interesse particularmente em $L = 0$ que indica a fração do VPL esperado positivo sob o VPL esperado negativo.

O indicador *Negative-Positive cashflow ratio* apresenta o quantitativo de resultados positivos sob os resultados negativos na equação (4-11).

$$\text{NoPR}(L) = \frac{\mathbb{P}(f(z, \tilde{\xi}) \geq L)}{\mathbb{P}(f(z, \tilde{\xi}) < L)}, \quad (4-11)$$

A exposição financeira quantifica o valor mínimo do fluxo de caixa descontado, isto é, mostra o menor valor que o fluxo de caixa descontado pode alcançar. É um indicador importante para cenários de restrição de caixa

da empresa. Esse indicador é apresentado na equação (4-12).

$$\text{Expfin} = \min_{\tau \in \{1, \dots, T\}} \left\{ \sum_{t=1}^{\tau} \left(\frac{1}{(1+r)^t} (\tilde{\pi}_t \cdot g_t(y, \tilde{p}) - c_t^{FC}(y)) \right) - c_f(x) \right\}, \quad (4-12)$$

Os indicadores de performance apresentados serão calculados e analisados para o Estudo de Caso da seção 5.

4.3

Processo de definição da oferta

Brasil e Postali (2014) apresentam em seu estudo a probabilidade de vencer um leilão dada algumas características, através de modelo de regressão linear e baseando-se em dados históricos de leilões ocorridos de 1999 a 2008. Foi visto que um número reduzido de competidores aumenta a probabilidade de ganho, assim como o valor ofertado, conforme esperado.

Para esse trabalho, a mensuração da probabilidade de vencer o leilão em cada um dos regimes foi obtida a partir de uma função exponencial conforme apresentado por Hendricks, Porter e Wilson (1994) e descrito na equação (4-13), com x representando a oferta.

$$G_{\beta}(x) = 1 - e^{-\beta x}, \quad (4-13)$$

A figura 4.1 apresenta um exemplo de possível escolha de um valor de oferta de acordo com a probabilidade de vencer o leilão.

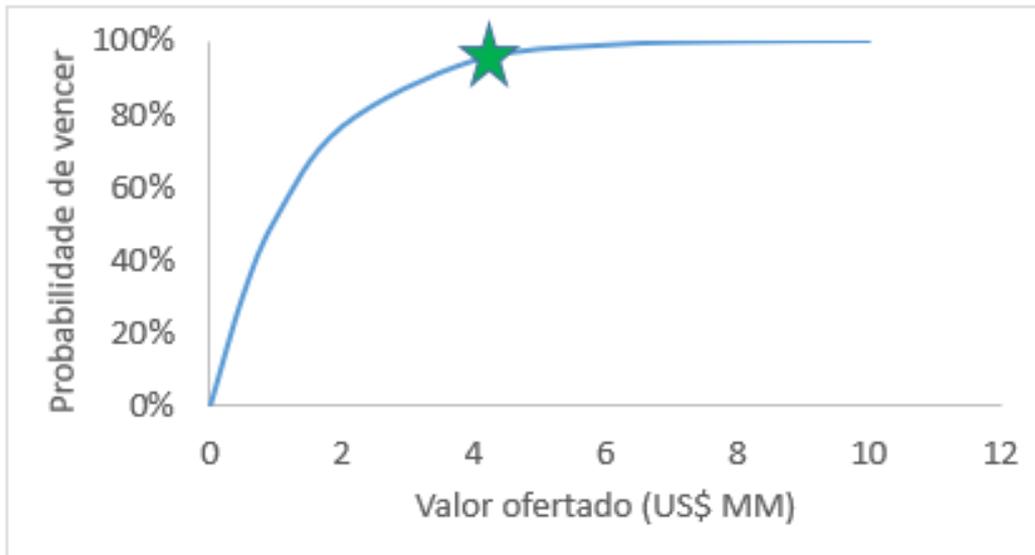


Figura 4.1: Exemplo probabilidade de vencer o leilão

Fonte: Autor (2022)

Essa representação será utilizada na modelagem da seção 5.

4.4 Simulação do Fluxo de Caixa

Considerando os indicadores de performance apresentados na seção anterior, para sua estimação serão realizadas simulações de Monte Carlo para diferentes cenários ω e analisados os resultados.

Foi escolhido o número de cenários N para o experimento de 1.000. Serão fixados o vetor de decisão z com x indicando a oferta no leilão e y a configuração de produção a ser adotada. O status pós leilão representado por a foi assumido o valor 1 como oferta vencedora.

Serão amostrados os seguintes parâmetros: nível de produção (e.g., otimista, pessimista e base) representado por p e preço do petróleo tipo Brent (π). Para cada amostra dos dois parâmetros, será avaliada o fluxo de caixa estocástico $f(z, \xi)$ dado pela equação (3-1) e os indicadores de performance apresentados nas tabelas 4.1 e 4.2.

As etapas descritas acima para a simulação do processo são apresentadas abaixo na figura 4.2.

```

Inicialização:
i) Escolher número de cenários  $N$ ,  $\Omega = \{\omega_1, \dots, \omega_N\}$ 
ii) Fixar  $z = [x, y]$ ;
iii) Fixar  $\alpha = 1$ ;

for  $\omega \in \Omega$ 
  Sample  $p_\omega \sim F_{\tilde{p}}$  following section 4.1
  for  $t \in \{1, \dots, T\}$ 
    Sample  $\pi_{t,\omega} \sim F_{\tilde{\pi}}$  following section 4.1
  end
  Evaluate  $f(z, \tilde{\xi}_\omega)$  following equation 3-1
end

Evaluate the performance measures
from table 4.1

```

Figura 4.2: Etapas do código da simulação

Fonte: Autor (2022)

A simulação foi implementada para os Regimes Fiscais de Concessão e Partilha de Produção. A implementação utilizou Julia e seu detalhamento pode ser visto no Apêndice, seção 8.4.

5

Estudo de Caso: Oferta Ótima em uma Área de Exploração e Produção *Offshore* no Brasil

O estudo de caso é baseado em uma área hipotético *offshore* de exploração e produção de petróleo sob os regimes fiscais de Concessão e Partilha de Produção no Brasil. Na seção 5.1 será apresentada a descrição do campo com as métricas de investimentos e custos operacionais utilizadas nas análises. A seção 5.2 apresenta a estimativa do preço do petróleo a partir do Movimento de Reversão à Média (MRM) (Uhlenbeck e Ornstein, 1930). A seção 5.3 trata da caracterização da curva de produção. A partir dessas informações, foram construídos os fluxos de caixa e analisados os resultados, conforme descrito nas seção 5.4.

5.1

Descrição da área

Para o estudo de caso foi considerado um projeto com 8 poços produtores, sendo 1 poço exploratório descobridor da área, 1 poço reserva e 6 poços injetores de água, além de uma plataforma de produção. A injeção de água é um método de recuperação com a finalidade de incrementar a produção do reservatório.

Na fase de desenvolvimento da produção, para os investimentos e custos operacionais foram utilizadas as métricas de custos unitários conforme Portaria nº 213, de 23 de abril de 2019 (MME, 2019). Sendo assim, os valores de investimentos e custos operacionais foram considerados de US\$ 172 milhões para a construção de cada poço, US\$ 88 milhões para interligação dos poços através de linhas de produção e injeção à plataforma. Foi considerada uma plataforma no campo com o custo de US\$ 2.117 milhões. Durante o período de produção do campo, incorrem custos fixos e custos variáveis, estimados em US\$ 214 milhões por ano e US\$ 2 milhões por ano respectivamente (MME,

2019). Na fase exploratória foi considerado um custo de aquisição sísmica de US\$ 50 milhões para o mapeamento do reservatório e a construção de 2 poços de delimitação de área. O período de produção do campo é de 25 anos. No ano seguinte ao final da produção, o campo é abandonado com um custo de US\$ 567 milhões (MME, 2019).

Para o regime de concessão, a alíquota de *royalties* considerada foi de 10%. A alíquota de participação especial varia entre 10 e 40% de acordo o volume de produção do campo e descrito na seção 3.2.

Para o regime de partilha de produção, a alíquota de *royalties* considerada foi de 15%. Para o cálculo do percentual de excedente em óleo, o limite de recuperação de custos em óleo foi de 80%. A tabela de excedente em óleo utilizada foi a Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa. Essa tabela encontra-se no Apêndice, seção 8.1 (ANP, 2019). O limite mínimo da alíquota foi considerado de 1% e o limite máximo foi de 100%. Para essa rodada, o percentual de excedente em óleo ofertado para a União de referência foi com preço de barril de petróleo tipo Brent de US\$ 76,18 e à produção diária média de 12.000 barris de petróleo por poço produtor ativo. O bônus de assinatura fixo considerado para a simulação foi de US\$ 500 milhões.

5.2

Estimação do Preço do Petróleo

Para os contratos futuros de preço de petróleo há duas referências: o *West Texas Intermediate* (WTI) comercializado nos Estados Unidos, na *New York Mercantile Exchange* (NYMEX) e o Brent comercializado na bolsa *Intercontinental Exchange* (ICE). As principais referências para as fórmulas de precificação do petróleo no mundo são o Brent e o WTI (Silvério, 2012). Para este trabalho será utilizada a referência Brent.

A Figura 5.1 representa a série histórica do preço do petróleo Brent em US\$/barril do período de janeiro de 1990 a dezembro de 2020. Os valores nominais referem-se à cotação da época enquanto os valores reais estão

descontados à inflação através do índice de preço *Consumer Price Index* (CPI).

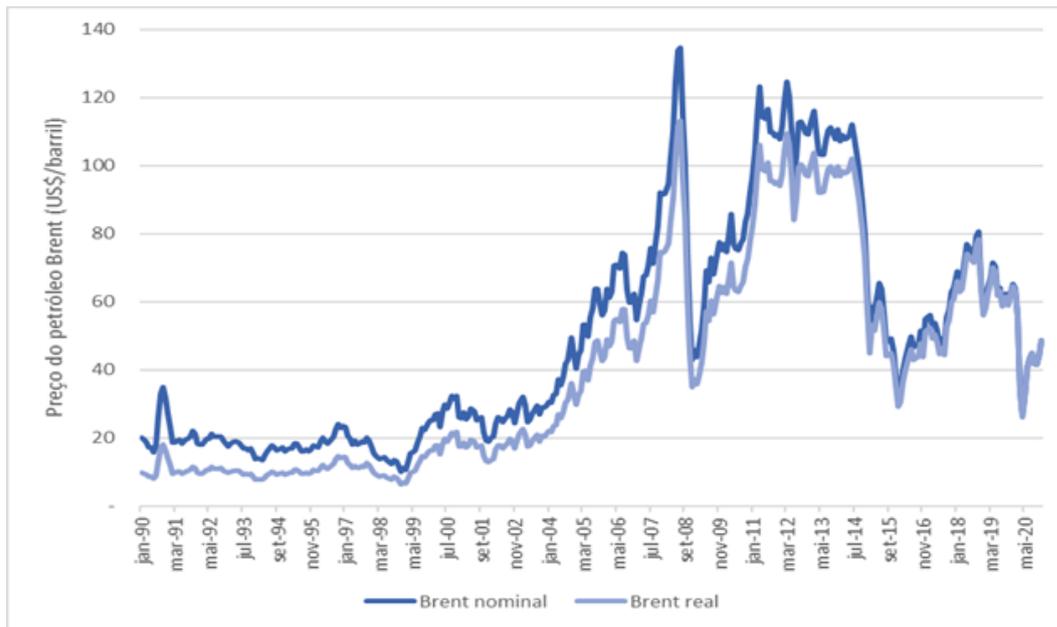


Figura 5.1: Série Histórica - preço petróleo referência Brent

Fonte: Bloomberg (2021)

Para avaliar se a variável de preço do petróleo se comporta segundo processo estocástico movimento geométrico browniano foi realizado o teste padrão da raiz unitária, conforme proposto por Dickey e Fuller (1979). O processo estocástico para a estimação do preço do petróleo foi validado através do Teste Dickey-Fuller Aumentado (ADF) e Teste da taxa de variância ou Razão R_k .

Para o teste ADF, a presença de uma ou mais raízes unitárias indica um comportamento não estacionário da série histórica, ou seja, os valores tendem a aumentar com o transcorrer do tempo, assumindo diferentes padrões. A equação estocástica (5-1) representa o teste:

$$\pi_t = \mu + \phi_1 \pi_{t-1} + \varepsilon_1, \quad (5-1)$$

$H_0 : \phi = 0$, existem raízes unitárias;

$H_1 : \phi < 0$, não existem raízes unitárias.

Caso existam raízes unitárias, o MGB é rejeitado, caso contrário, não é rejeitado. A inclinação negativa é também um indício da existência de um

MRM.

Conforme tabela 5.1, a estatística de teste t^* da série de preço foi calculada e comparada com a tabela de valores críticos de acordo com o tamanho da série histórica (N) e nível de significância de 5%.

Tabela 5.1: Teste da raiz unitária

t^*	$t_{crítico,5\%}$	N
0.5563	-1.95	372

Como a estatística de teste t^* é maior que o valor crítico, a hipótese nula de que o preço do petróleo segue o movimento geométrico browniano não é rejeitada.

Avaliando-se o comportamento da dispersão do retorno logaritmo $\ln(\pi_t) - \ln(\pi_{t-1})$ versus o logaritmo do último preço $\ln(\pi_{t-1})$, observa-se uma ligeira inclinação negativa, conforme Figura 5.2. Isso pode indicar reversão à média com baixa velocidade de reversão. Espera-se que para o movimento de reversão à média haja uma inclinação negativa, pois com os preços acima do nível de equilíbrio, o retorno esperado é baixo, podendo ser negativo, enquanto que se os preços estiverem abaixo, é esperado um retorno alto. O preço do petróleo por ter uma resposta de médio ou longo prazo aos movimentos de curto prazo, apresentando uma resposta lenta à choques estocásticos. Isso justificaria a pouca inclinação do gráfico apresentado na Figura 5.2.

Pindyck (1999) apresenta o teste da taxa de variância para avaliar se a variável segue um caminho aleatório (MGB) ou reverte à média (MRM). Esse teste busca verificar se a variação das diferenças de k períodos conforme equação (5-2) cresce de forma linear com o período k , o que caracterizaria o processo movimento geométrico browniano. Caso a variação das diferenças do período k atinja um valor máximo e tenda a zero, com o crescimento de k , há indicação de que os choques de preços não são permanentes, seguindo um processo estocástico de reversão à média.

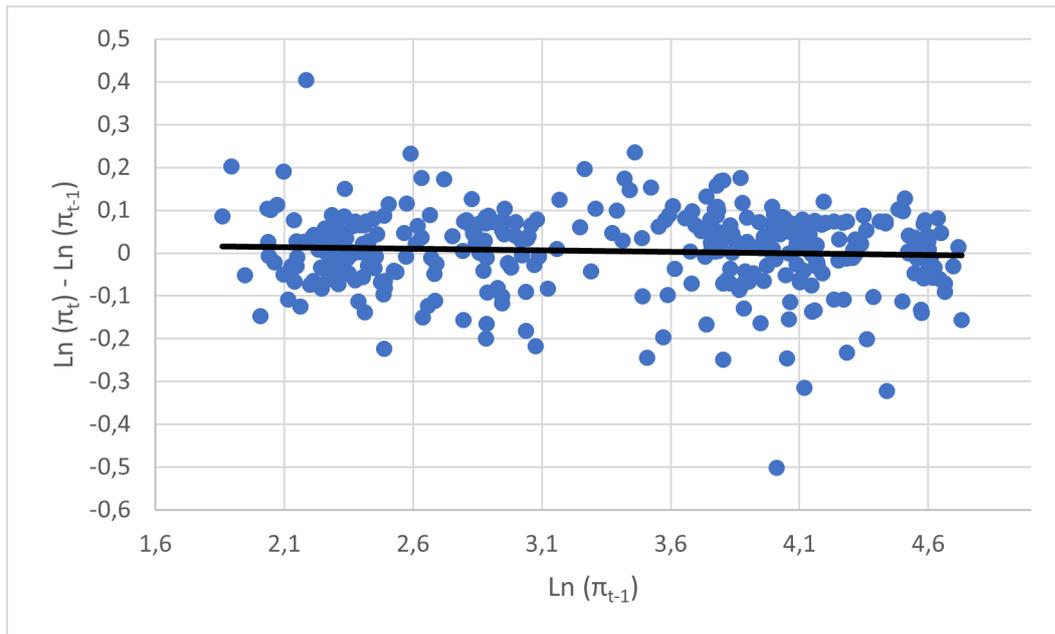


Figura 5.2: Brent – retorno logarítmico versus logarítmico do último preço
Fonte: Autor (2022)

$$R_k = \frac{1}{k} \frac{\text{Var}(\pi_{t+k} - \pi_t)}{\text{Var}(\pi_{t+1} - \pi_t)}, \quad (5-2)$$

O teste da razão R_k foi aplicado ao preço do petróleo tipo Brent, apresentando um crescimento inicial, seguido de tendência de queda após atingir um valor máximo, conforme consta na Figura 5.3.

Com os resultados dos testes, verificou-se que o processo estocástico de MRM é o mais adequado e será utilizado para a simulação dos preços de petróleo.

A partir da série histórica apresentada na Figura 5.1 e da equação (4-4), foram obtidos os dados de velocidade de reversão (η), volatilidade (σ) e nível de equilíbrio (\bar{x}) para o modelo exponencial MRM ((Uhlenbeck e Ornstein, 1930) podem ser vistos na Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Parâmetros MRM

Velocidade de reversão (η)	8,6% a.a
Volatilidade (σ)	31,55% a.a
Nível de equilíbrio (\bar{x})	3,96

Fonte: Elaboração própria com base nos dados analisados

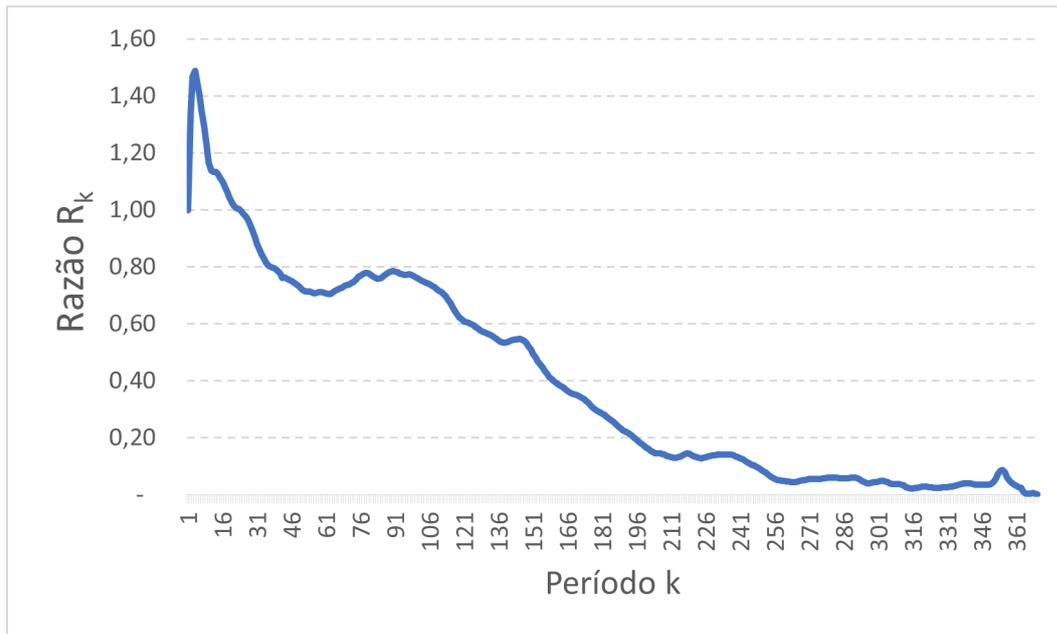


Figura 5.3: Teste da Razão R_k
Fonte: Autor (2022)

Os cenários de preço futuro de petróleo Brent foram gerados através de simulação de Monte Carlo, utilizando-se os parâmetros apresentados na Tabela 5.2 e a equação (4-3) apresentada na seção 4.1. As Figuras 5.4 e 5.5 apresentam os cenários simulados e que serão amostrados através do parâmetro π referente ao preço incerto do Brent para obtenção do fluxo de caixa estocástico.

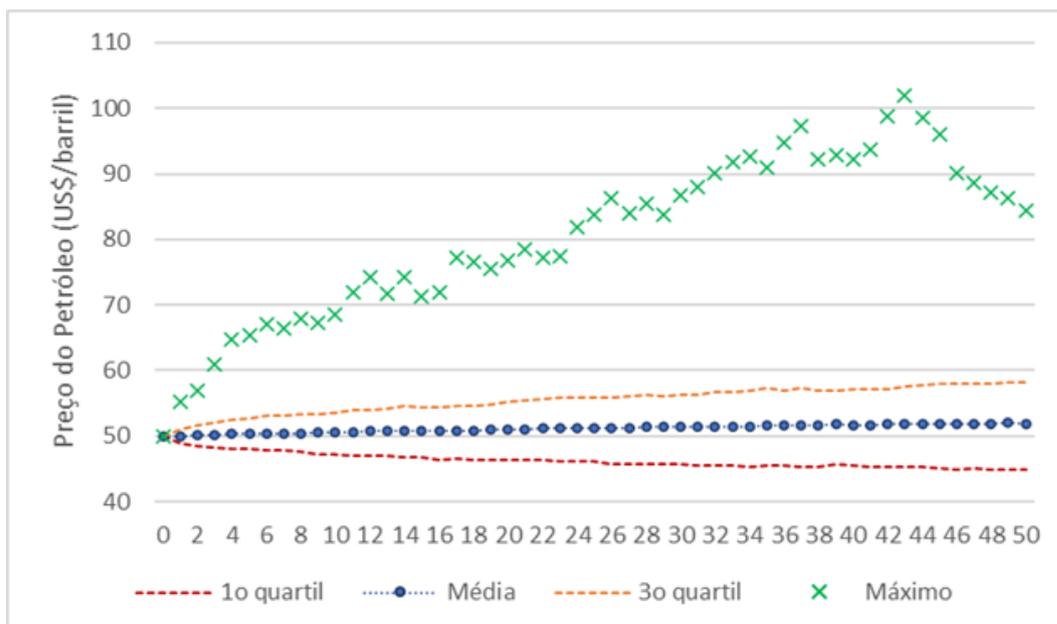


Figura 5.4: Quartis cenários preço de petróleo simulados através de MRM

Fonte: Elaboração própria com os dados analisados

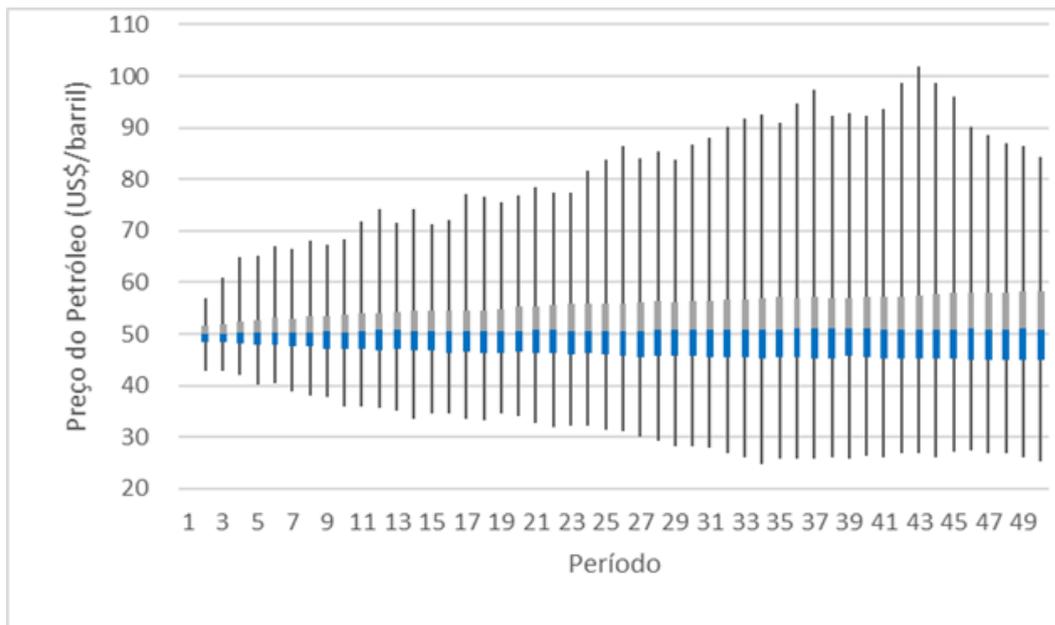


Figura 5.5: Cenários de preços de petróleo através de MRM

Fonte: Elaboração própria com os dados analisados

5.3 Caracterização do Volume de Produção

O desenvolvimento de um campo de petróleo é um processo complexo que envolve a definição da melhor estratégia de produção. A quantidade e localização dos poços, seu cronograma de entrada em operação, o mecanismo de recuperação, o número de plataformas de produção e a planta de processamento de fluidos são algumas das múltiplas decisões a serem tomadas. As incertezas mais comuns associadas à produção são a recuperação do reservatório, reserva e características do fluido além do sistema de produção (Santos, Gaspar e Schiozer, 2021).

A estimativa do potencial de volume de produção de um campo é realizada através de simuladores de reservatório. Esses simuladores estimam o potencial de produção através de características geológicas tais como porosidade, permeabilidade, conectividade entre as estruturas (Santos e Schiozer, 2003).

Foi definido que as curvas de produção seguiriam o modelo de declínio exponencial cujo percentual de declínio é constante, conforme descrito por

Garb (1985). Esse modelo é amplamente utilizado na indústria de petróleo e pode ser vista na equação (5-3), onde q_t é a produtividade dos poços no período t , q_i é a produtividade dos poços no período inicial i e D é a taxa de declínio.

$$q_t = q_i e^{-Dt}, \quad (5-3)$$

Para este trabalho, as curvas de produção foram construídas a partir da definição de três curvas: Pessimista, Base e Otimista, variando-se a produtividade dos poços (q), cuja probabilidade de ocorrência de cada cenário seguiu uma distribuição uniforme. Para a curva pessimista foi considerado que cada poço produz 15 mil barris por dia, na curva base a produção é de 25 mil barris por dia e para a curva otimista essa produção é de 35 mil barris por dia.

Foram simuladas sensibilidades à curva de produção com a variação do tempo de platô, cronograma de entrada dos poços e taxa de declínio. O intervalo de entrada entre os poços foi variado em 1, 3 e 6 meses. O tempo de platô, quando é atingido a capacidade máxima de produção variou entre 2 e 3 anos. Após esse período, há um declínio exponencial (D) com taxas definidas de 15% a.a. a 20% a.a. (Sällh et al., 2015). Para todos os casos, a produção acumulada dos cenários pessimista, base e otimista foram mantidos em 300, 500 e 700 milhões de barris. Para todos os casos foi considerado que existe petróleo na área e há viabilidade comercial.

A Tabela 5.3 apresenta as configurações de produção consideradas no estudo de caso.

Tabela 5.3: Sensibilidades na configuração da produção

Cenário	Tempo no Platô	Entrada de poços	Taxa de declínio
Caso 1	3 anos	1 mês	16% a.a.
Caso 2	3 anos	3 mês	18% a.a.
Caso 3	3 anos	6 meses	20% a.a.
Caso 4	2 anos	3 meses	15% a.a.

A Figura 5.6 apresenta os três perfis de produção para o caso 4.

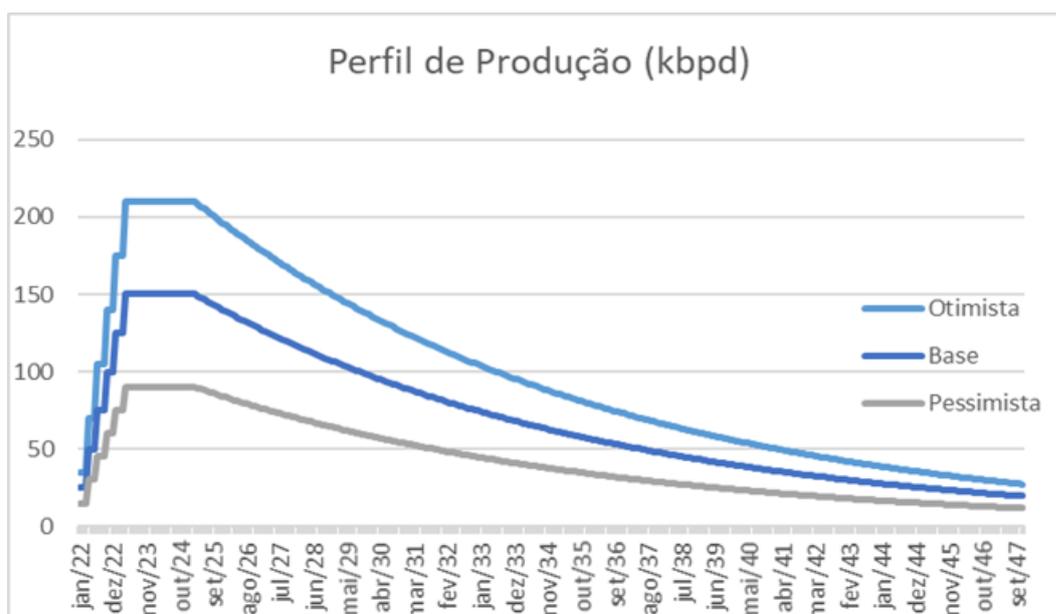


Figura 5.6: Perfis de produção pessimista, otimista e base para o caso 4

Fonte: Autor (2022)

5.4 Resultados

Na seção 5.1 foram descritos os custos associados a construção, operação e tributação que representam $c^{FC}(y)$. Por simplificação, os custos de construção e operação foram mantidos iguais para todas as configurações de produção y . Na seção 5.2 foram gerados cenários para o parâmetro π que representa o preço do petróleo tipo Brent. Na seção 5.3 foram apresentados 4 casos de configuração de produção na tabela 5.3 dado por y e os três perfis de produção dados para cada um dos casos (p). O custo de oportunidade, isto é a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) dado por r foi arbitrada em 8% a.a. A variável aleatória binária a que representa o status pós leilão, foi considerada assumindo valor 1, ou seja, a oferta sendo vencedora.

Com todos os parâmetros definidos foi implementada em Julia a simulação descrita na seção 4.4. Foram obtidos os fluxos de caixa estocásticos $f(z, \tilde{\xi})$ através da equação (3-1).

Abaixo são apresentados os resultados das simulações realizadas para cada regime fiscal com o cálculo dos indicadores de performance descritos nas

tabelas 4.1 e 4.2.

O objetivo da análise dos resultados é identificar a melhor oferta e configuração z^* que maximize uma medida de valor para a empresa.

Para análise dos resultados obtidos nessa seção, fez-se necessário o cálculo da probabilidade de vencer o leilão para os Regimes Fiscais de Concessão e Partilha de Produção conforme descrito na seção 4.3. Utilizando-se a equação (4-13), a partir da definição do β e valor de oferta representado por x para cada regime fiscal foram calculadas as probabilidades de vencer o leilão. O β arbitrado para o Regime de Concessão foi de 0,001 e para o Regime de Partilha de Produção de 0,03.

As figuras 5.7 e 5.8 apresentam as probabilidades de vencer o leilão para cada um dos regimes.

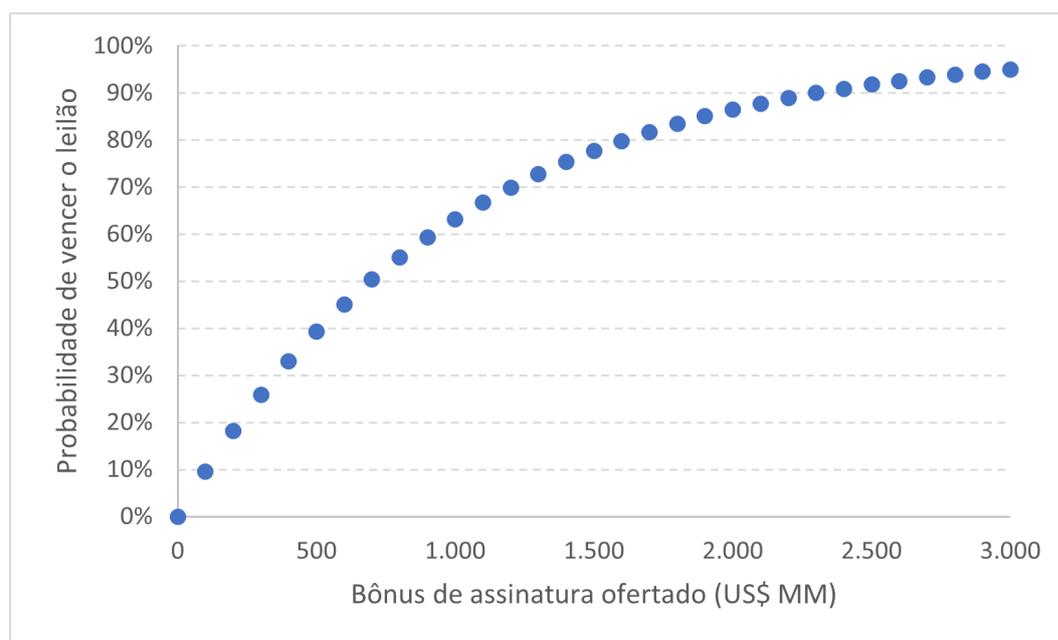


Figura 5.7: Probabilidade de vencer o leilão para Regime Fiscal de Concessão

Fonte: Autor (2022)

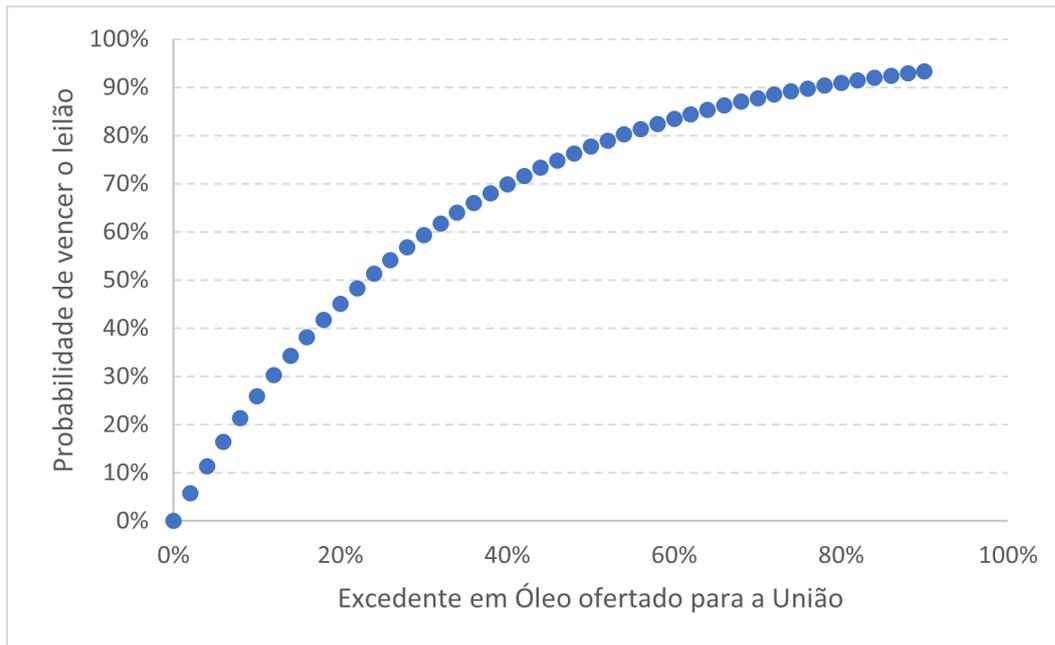


Figura 5.8: Probabilidade de vencer o leilão para Regime Fiscal de Partilha de Produção

Fonte: Autor (2022)

5.4.1 Regime Fiscal de Concessão

Para as simulações do Regime Fiscal de Concessão foram avaliadas ofertas x referente ao valor do bônus de assinatura de 0 a 3.000 US\$ MM com incrementos de 100 US\$ MM.

Para cada oferta x foram realizadas 1.000 simulações e obtidos os indicadores de performance das tabelas 4.1 e 4.2. Os resultados completos podem ser vistos no Apêndice, seção 8.2.

As análises dos resultados foram feitas de forma gráfica e podem ser vistas a seguir.

Para o cálculo do CVaR, foram considerados $\Lambda = \{99\%, 95\%, 90\%, 80\%, 70\%, 60\%, 50\%\}$, isto é, foram considerados níveis de significância de 1%, 5%, 10%, 20%, 30%, 40% e 50%.

Os primeiros indicadores a serem avaliados são os tradicionais VPL esperado e *Weighted CVaR*. Na figura 5.9 pode-se verificar que para o VPL esperado, o Caso 1 demonstra-se o melhor em todas as probabilidades de

ganho. Há um estreitamento a partir da probabilidade de ganho de 70%. Para o *Weighted CVaR* não há uma dominância para o caso 1 e para probabilidades mais altas há um estreitamento entre os casos mostrando uma menor dispersão.

Para os casos apresentados, o bônus ofertado que torna o VPL zero fica em torno de US\$ 2.500 MM. Pela figura 5.9, a probabilidade de vencer para esse valor de bônus está em torno de 90%.

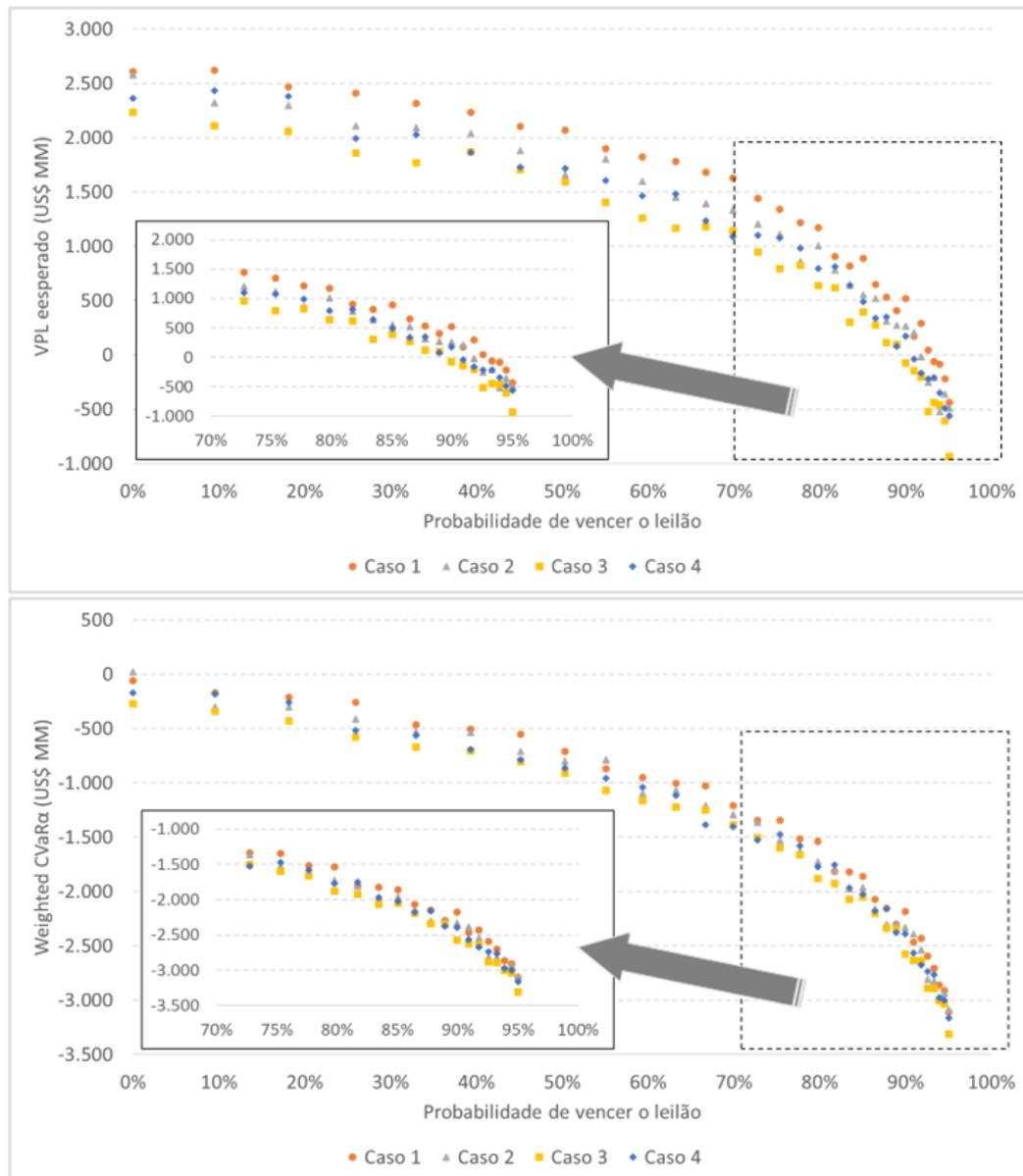


Figura 5.9: VPL esperado e CVaR por probabilidade de vencer o leilão para Concessão

Fonte: Autor (2022)

Fazendo-se a junção dos indicadores VPL esperado e *Weighted CVaR*

para traduzir risco/benefício foram criadas as medidas *Mean-Weighted CVaR* e *Mean-Weighted Double-Sided CVaR*. Através do λ é indicado o grau de risco do tomador de decisão. Sendo assim, para o cálculo do *Mean-Weighted CVaR* e *Mean-Weighted Double-Sided CVaR* fez-se necessário definir o valor de λ . Foram utilizados λ de 0; 0,25; 0,5 e 0,9 representando neutralidade, baixo grau, moderado e alto grau de risco do tomador de decisão, respectivamente. No experimento numérico, foi decidido usar um λ 0,5, representando um moderado perfil de risco do tomador de decisão. Sendo assim, esse λ foi escolhido para a análise da figura 5.10.

O *Mean-Weighted CVaR* por considerar somente a cauda negativa apresenta valores menores que o *Mean-Weighted Double-Sided CVaR* conforme esperado. Isto pode ser visto na figura 5.10.

Para ambos os indicadores há dominância do Caso 1 apesar de no *Mean-Weighted CVaR* os valores entre os casos serem mais próximos.

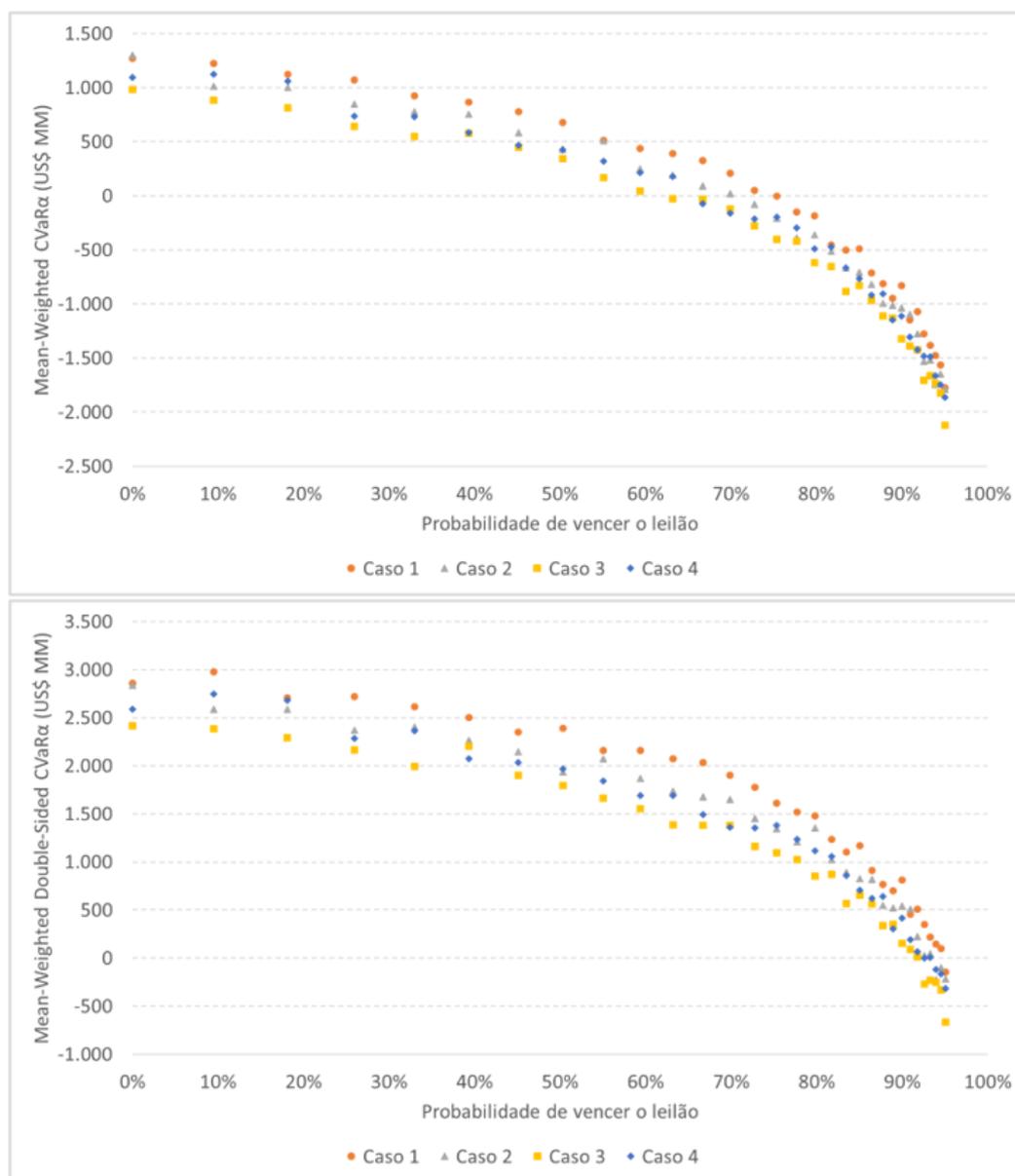


Figura 5.10: *Mean-Weighted CVaR α* e *Mean-Weighted Double-Sided CVaR α* considerando λ de 0,5 (moderado risco do tomador de decisão) para Concessão

Fonte: Autor (2022)

Na figura 5.11 é analisado o indicador de performance Ω . Para este indicador também ocorre uma concentração maior a partir de 70% de probabilidade de ganho. Para o *Negative-Positive cashflow ratio*, pode-se verificar que a partir de 70% de probabilidade de ganho para cada 2 resultados positivos há um negativo decaindo até inverter a relação.

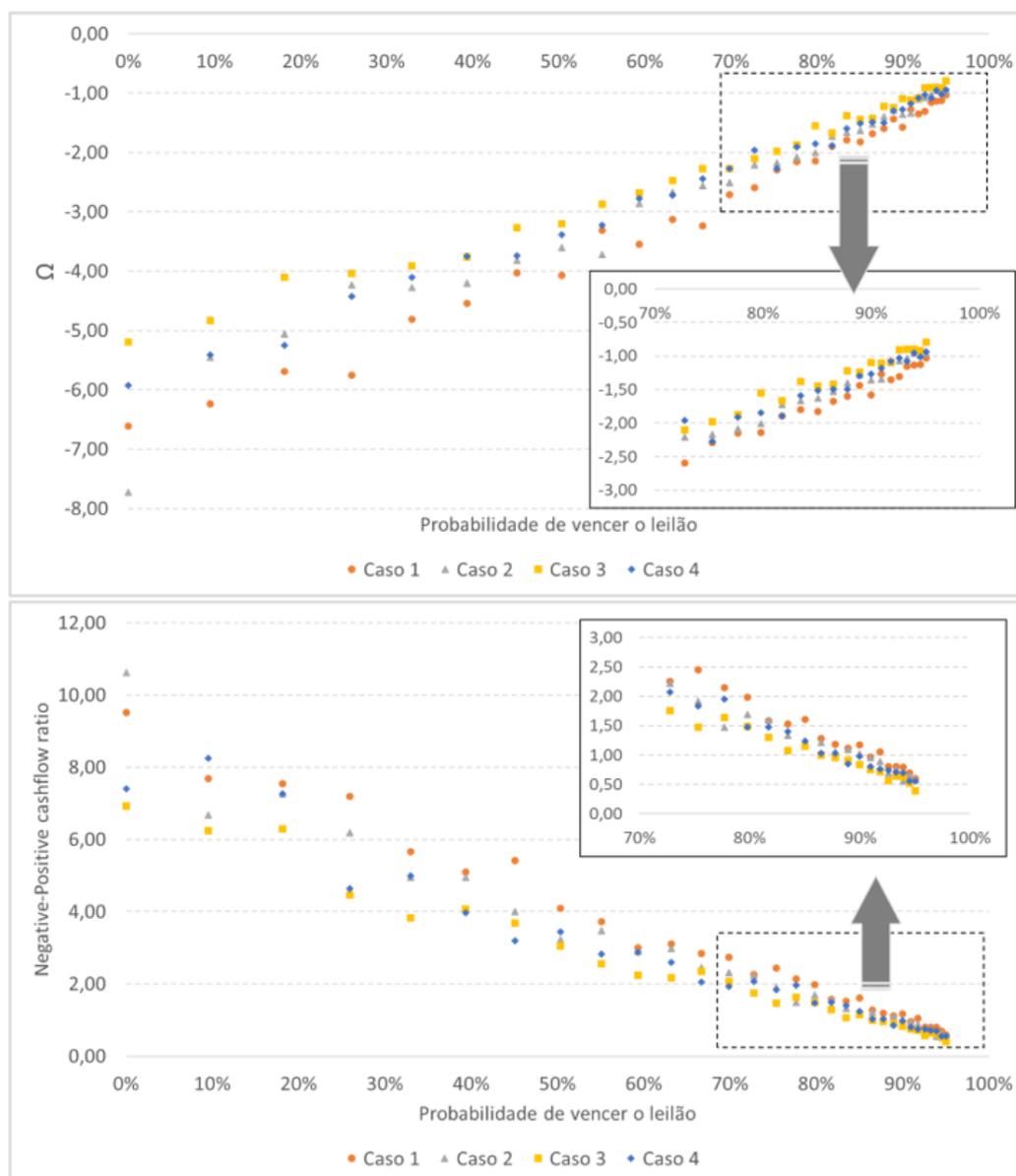


Figura 5.11: Ω e NoPR para Concessão

Fonte: Autor (2022)

Conforme a figura 5.12, para o indicador β , quanto maior a probabilidade de ganho a razão ganho sob perda vai reduzindo devido a perda ao crescimento da perda que constitui o denominador da fração. Com isso, o β reduz conforme aumenta a probabilidade de ganho.

Já a exposição financeira aumenta conforme cresce o bônus ofertado. Verifica-se que o caso 1 apresenta a menor exposição financeira. Isso se deve ao fato da entrada dos poços ser mais acelerada e conseqüentemente o acréscimo

da receita nos primeiros anos do projeto.

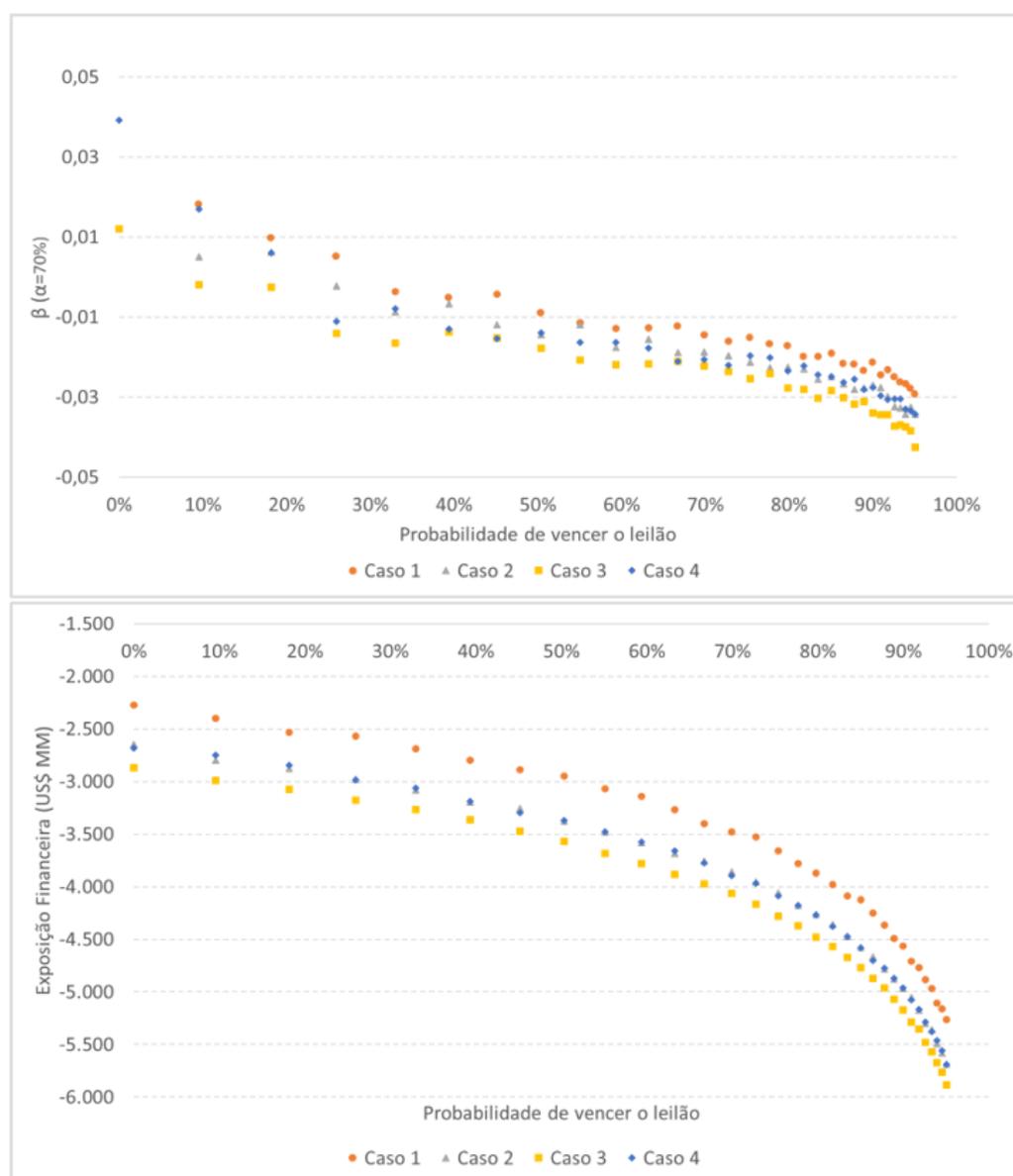


Figura 5.12: β considerando α de 70% e Exposição Financeira para Concessão

Fonte: Autor (2022)

5.4.2 Regime Fiscal de Partilha de Produção

Para as simulações do Regime Fiscal de Partilha de Produção foram avaliadas ofertas x referente ao percentual de Excedente em Óleo ofertado para a União de 0 a 90% com incrementos de 2%. Diferente do Regime de Concessão e conforme descrito na seção 3.3, o vencedor do leilão é aquele cuja oferta de percentual de Excedente em Óleo para a União é maior, sendo o

bônus de assinatura um valor fixo. Sendo assim, para as simulações do fluxo de caixa estocástico, há variação no parâmetro $c^{FC}(y)$ na tributação do regime.

Para cada oferta x foram realizadas 1.000 simulações e obtidos os indicadores de performance das tabelas 4.1 e 4.2. Os resultados completos podem ser vistos no Apêndice, seção 8.3. As análises dos resultados foram feitas de forma gráfica e podem ser vistas a seguir. Para o cálculo do CVaR, foram considerados $\Lambda = \{99\%, 95\%, 90\%, 80\%, 70\%, 60\%, 50\%\}$, isto é, foram considerados níveis de significância de 1%, 5%, 10%, 20%, 30%, 40% e 50%.

Os primeiros indicadores a serem avaliados são os tradicionais VPL esperado e *Weighted CVaR*. Na figura 5.13 pode-se ver que VPL esperado mostra a dominância do caso 1, conforme esperado. A partir de uma probabilidade de ganho em torno de 75% o VPL esperado apresenta valor negativo e os valores entre os 4 casos ficam próximos. Essa proximidade entre os casos, não apresentando uma dominância do caso 1 pode ser explicada pela entrada mais acelerada dos poços que faz com que a produtividade média dos poços cresça mais rápido e conseqüentemente afete o incremento do percentual de excedente em óleo.

Para o *Weighted CVaR* há uma dispersão maior dos casos mas continua a predominância do Caso 1. Para os casos apresentados, o percentual de excedente em óleo ofertado para a União que torna o VPL zero fica entre 52% e 58%. Pela figura 5.13, a probabilidade de vencer para esse valor de bônus está em torno de 80%.

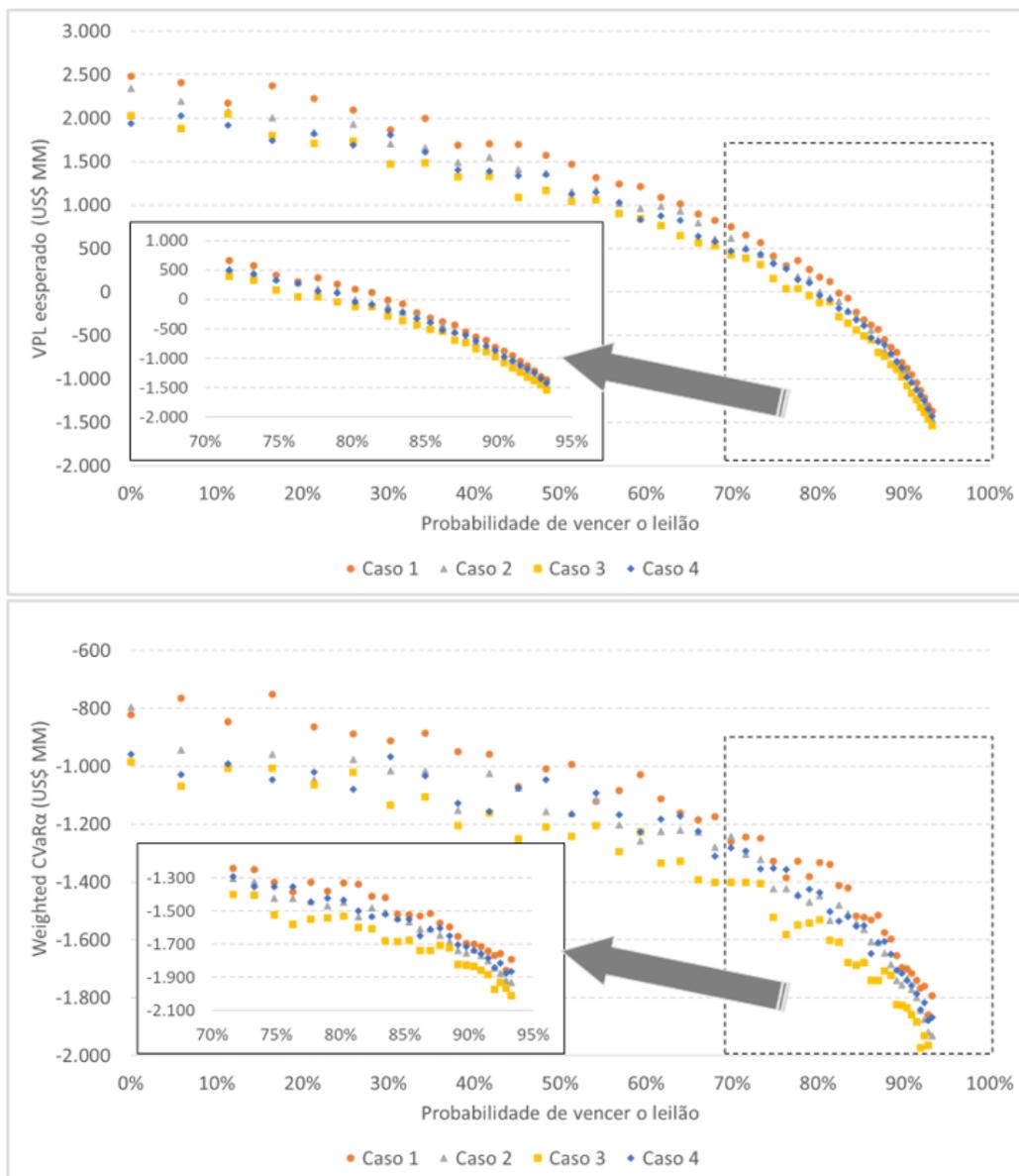


Figura 5.13: VPL esperado e CVaR por probabilidade de vencer o leilão para Partilha de Produção

Fonte: Autor (2022)

Fazendo-se a junção dos indicadores VPL esperado e *Weighted CVaR* para traduzir risco/benefício foram criados as medidas *Mean-Weighted CVaR* e *Mean-Weighted Double-Sided CVaR*. Através do λ é indicado o grau de risco do tomador de decisão. Para o Regime de Partilha de Produção, também foi selecionado λ de 0,5 para a análise da figura 5.14. Assim como no Regime de Concessão, o *Mean-Weighted Double-Sided CVaR* apresenta valores mais altos devido a considerar a cauda positiva, conforme figura 5.14.

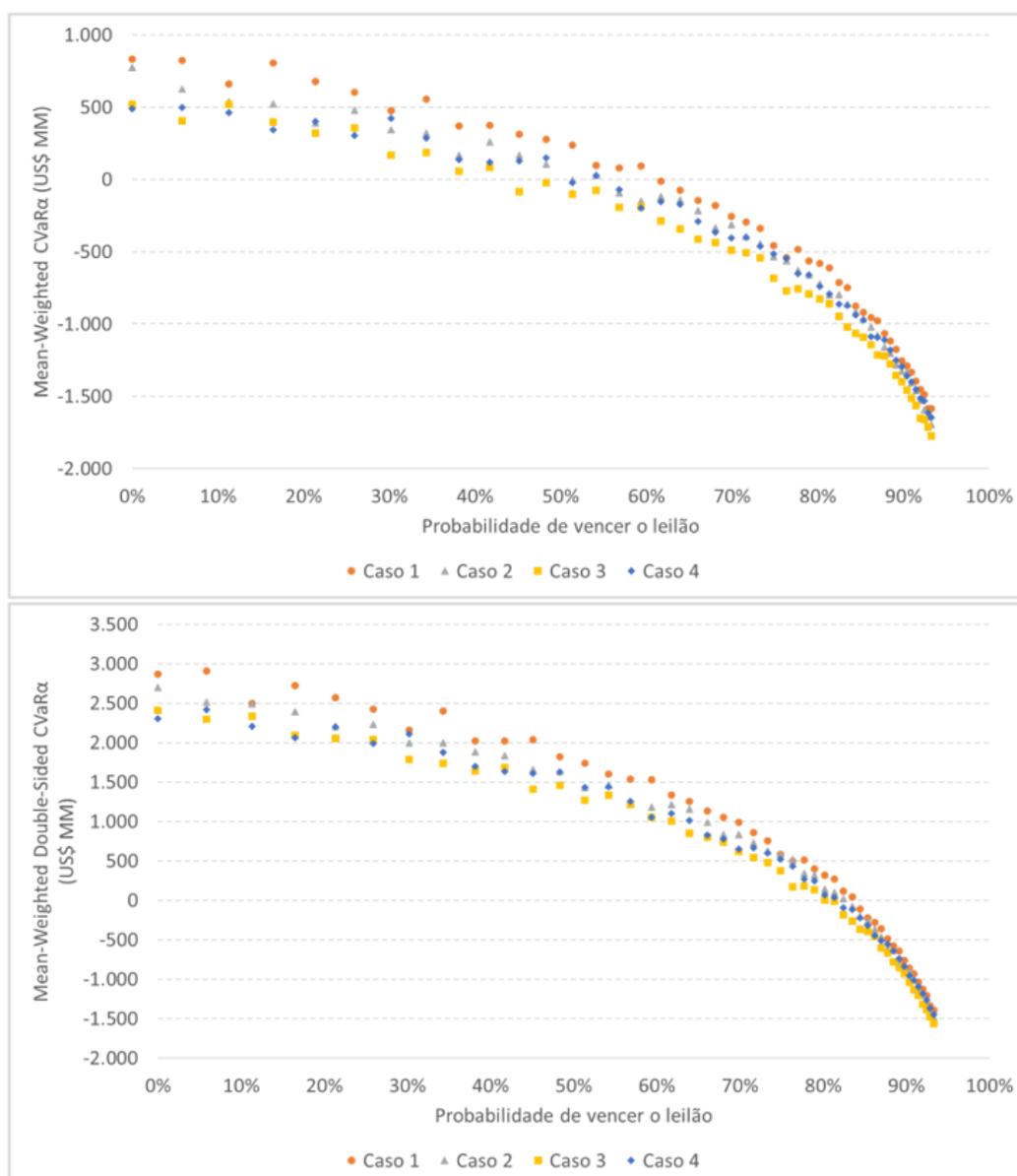


Figura 5.14: *Mean-Weighted CVaR α* e *Mean-Weighted Double-Sided CVaR α* considerando λ de 0,5 (moderado risco do tomador de decisão) para Partilha de Produção

Fonte: Autor (2022)

O indicador Ω , conforme visto na figura 5.15 já parte de um valor mais baixo que o Regime de Concessão. Há uma maior concentração e os resultados ficam próximos em 70% de probabilidade de ganho. Para o *Negative-Positive cashflow ratio*, pode-se verificar que a partir de 70% de probabilidade de ganho para cada 1,5 resultados positivos há um negativo decaindo até inverter a relação.

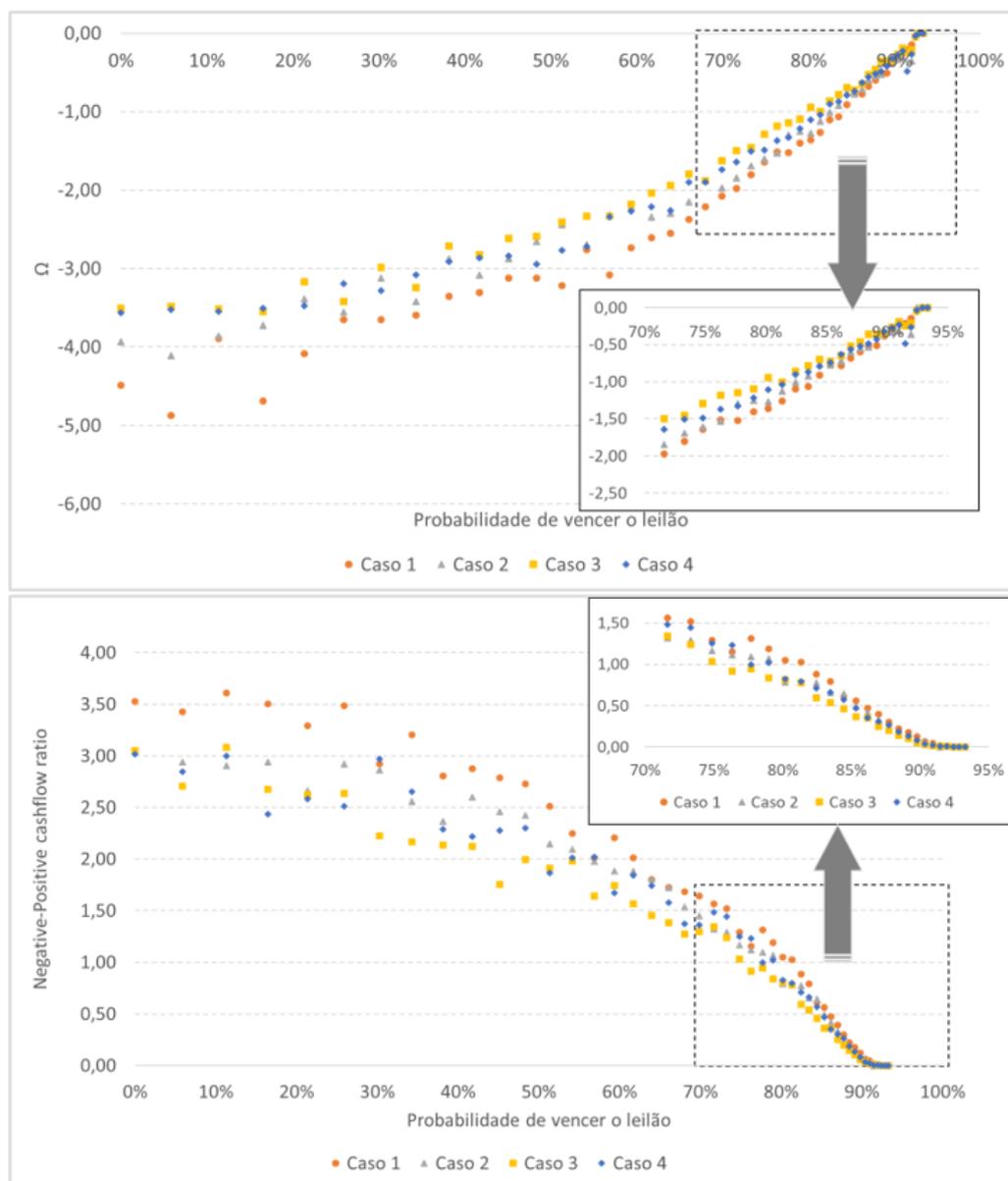


Figura 5.15: Ω e NoPR para Partilha de Produção

Fonte: Autor (2022)

Para o Regime de Partilha de Produção, o indicador β à medida que aumenta a chance de vencer o leilão, a razão perda ganho aumenta e a variabilidade diminui. O comportamento difere do Regime de Concessão. Isso pode ser observado na figura 5.16. Também diferente do Regime de Concessão, a exposição financeira assemelha-se para diferentes percentuais de excedente em óleo ofertado para a União. Isso ocorre porque o bônus de assinatura é um valor fixo pago no início do fluxo de caixa e nesse período ocorrem os

investimentos sem incorrer receita conforme a figura 3.2. O excedente em óleo é pago ao iniciar a produção e conseqüentemente a receita. Nesse período, o fluxo de caixa não assume o seu valor mínimo. Verifica-se que o caso 1 também apresenta a menor exposição financeira devido ao fato da entrada dos poços ser mais acelerada e conseqüentemente o acréscimo da receita nos primeiros anos do projeto.

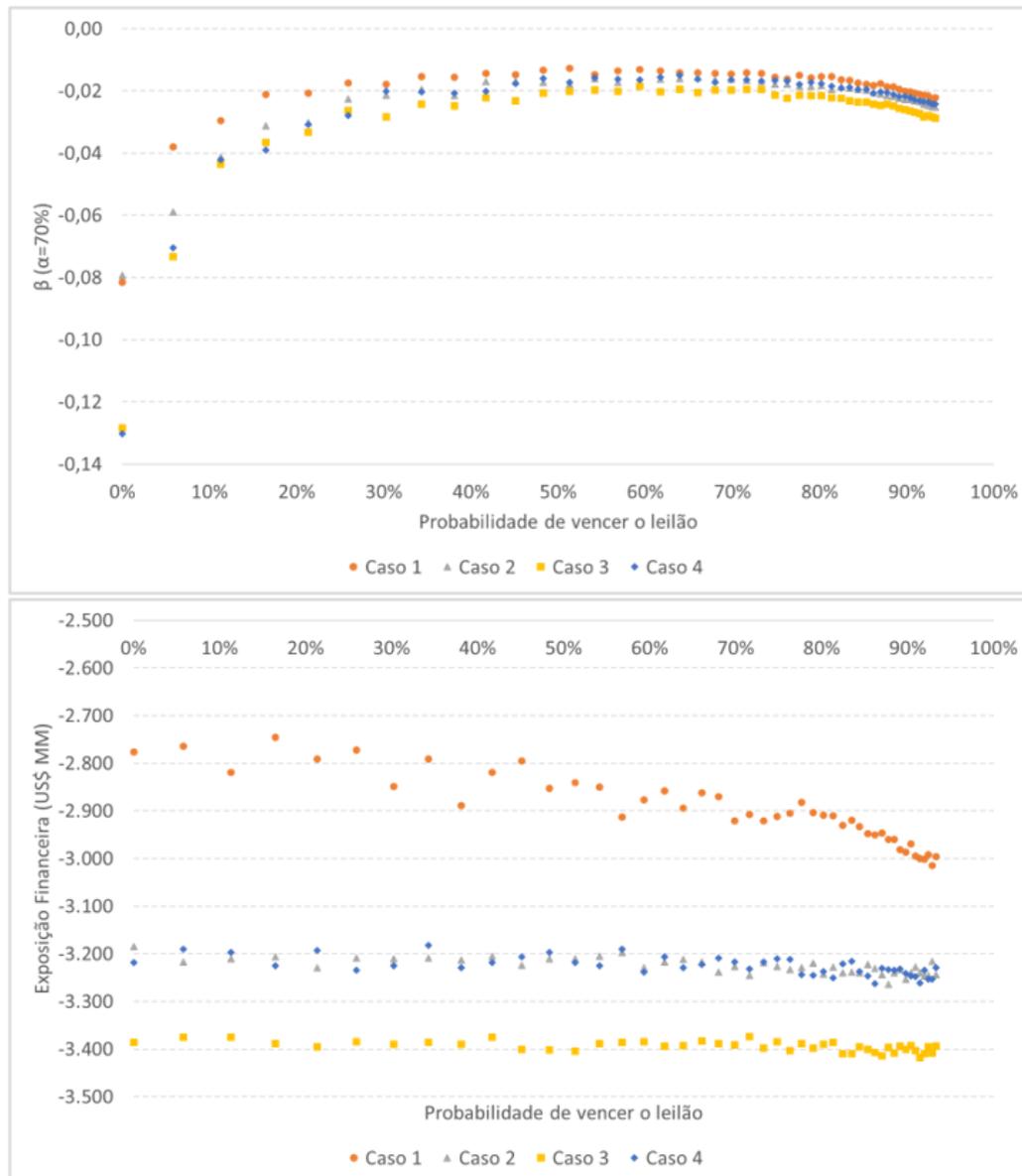


Figura 5.16: β considerando α de 70% e Exposição Financeira para Partilha de Produção

Fonte: Autor (2022)

5.4.3

Composição ótima para os Regimes de Concessão e Partilha de Produção

Afim de propor a melhor oferta para cada um dos regimes foi necessário selecionar um dos indicadores apresentados para maximizar o valor. O indicador selecionado foi o *Mean-Weighted CVaR*. Esse indicador traduz melhor o risco e portanto nesse trabalho é utilizado para avaliar de maneira prescritiva a oferta/configuração ótima.

A figura 5.17 mostra que a probabilidade de ganho entre 70% e 75% com bônus ofertado de US\$ 1.500 MM gera um *Mean-Weighted CVaR* com valor pouco negativo.

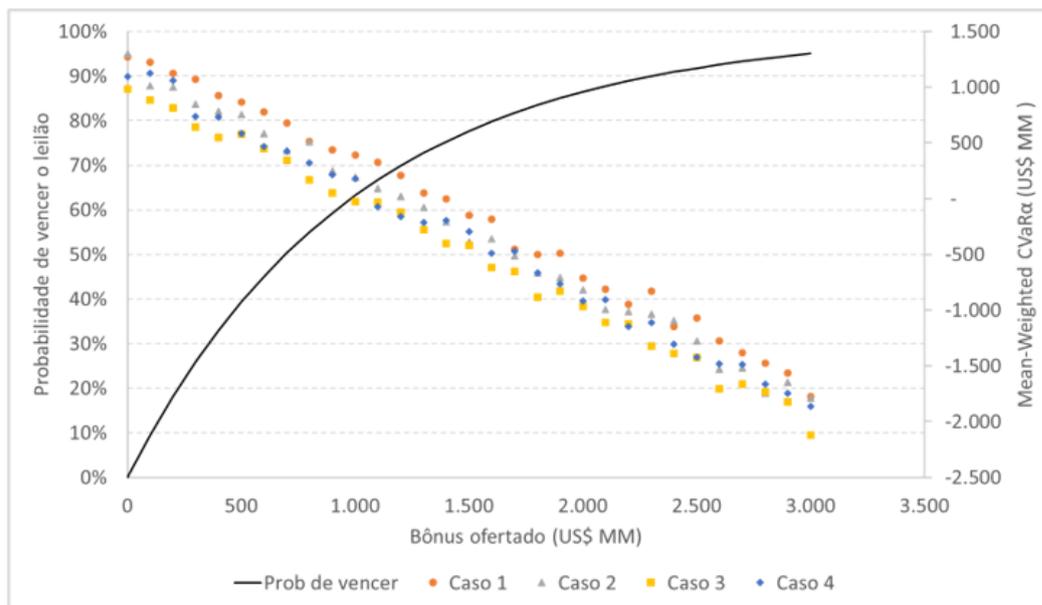


Figura 5.17: Composição ótima para o Regime de Concessão

Fonte: Autor (2022)

A figura 5.18 mostra que a probabilidade de ganho entre 60% e 70% com percentual de Excedente em Óleo ofertado entre 30% e 40% gerando um *Mean-Weighted CVaR* com valor pouco negativo.

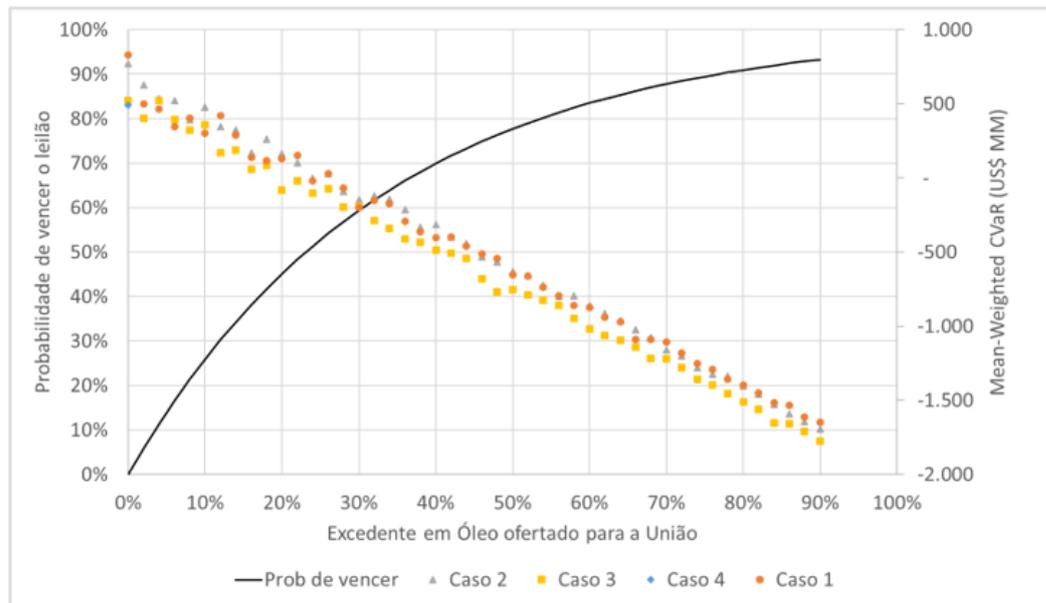


Figura 5.18: Composição ótima para o Regime de Partilha

Fonte: Autor (2022)

6 Conclusões

A concessão de um campo de petróleo é realizada através de um leilão. No regime fiscal de concessão, a proposta vencedora é a que apresenta um valor maior de bônus de aquisição ao governo enquanto no regime fiscal de partilha de produção o vencedor é aquele que oferta o maior percentual de excedente em óleo para a União. Este trabalho apresentou uma metodologia para identificar a melhor oferta e configuração de produção que maximize uma medida de valor para a empresa em ambos os regimes.

Como é um processo com grandes incertezas, foram estudadas duas delas, a incerteza técnica referente ao volume de produção e a incerteza de mercado referente ao preço do petróleo. Para os modelos de reservatório, foram utilizados três cenários de acordo com a produtividade dos poços. Para construção do preço futuro do petróleo foi utilizado o processo estocástico de Movimento de Reversão à Média. Para as configurações de produção foram elaborados 4 casos alterando-se o tempo de platô, o cronograma de entrada dos poços e a taxa de declínio.

Considerando as duas incertezas e as configurações de produção, foram realizadas simulações através da simulação de Monte Carlo para calcular os Fluxos de Caixa Estocásticos com diferentes bônus de aquisição e percentuais de excedente em óleo para a União.

Com a finalidade de melhor quantificar o risco/benefício financeiro no processo de tomada de decisão, além dos indicadores já existentes na literatura Valor Presente Líquido (VPL), *Conditional Value-at-Risk*, Omega e Exposição Financeira foram criados a partir desse trabalho alguns indicadores de performance: *Mean-Weighted CVaR* e *Mean-Weighted Double-Sided CVaR*, Beta, *Negative-Positive cashflow ratio*. Esses indicadores mostraram-se essenciais para a melhor definição da oferta devido a tradução do risco em seus

valores. Para a análise dos resultados, foi estimada a probabilidade de vencer o leilão para os dois regimes.

A simulação foi aplicada em um estudo de caso de uma área hipotética de E&P. Verificou-se que as alterações na configuração da produção alteram significativamente os resultados dos indicadores e o efeito varia de acordo com o valor do bônus de aquisição e o percentual de excedente em óleo para a União. Os resultados apontaram que uma oferta de bônus em torno US\$ 1.500 MM traz uma probabilidade de ganho entre 70% e 75% e com um retorno atrativo para o Regime de Concessão. Para o Regime de Partilha de Produção, um percentual de Excedente em Óleo ofertado entre 30% e 40% traz uma probabilidade de ganho entre 60% e 70% também com retornos atrativos. Cabe destacar que os indicadores de performance propostos nesse trabalho auxiliam o tomador de decisão a validar a qualidade da oferta sob diferentes perspectivas de métricas de risco e impacto das perdas.

6.1

Sugestão para trabalhos futuros

Como trabalhos futuros, sugere-se:

- (i) Inclusão de aspectos de sustentabilidade, com o objetivo de verificar o impacto que a precificação de emissão de carbono e as medidas de mitigação dessas emissões terão nas ofertas dos leilões;
- (ii) Adaptações dos fluxos de caixa para regimes fiscais de outros países afim de aplicar a metodologia desenvolvida neste trabalho em uma gama maior de campos de petróleo no mundo.

7

Referências bibliográficas

AIUBE, F. A. L. **Modelos quantitativos em finanças com enfoque em commodities**. [S.l.]: Bookman Editora, 2013.

ANDREIS, M. **Desenvolvimento de um campo petrolífero em diferentes condições fiscais: análise do caso brasileiro**. Tese (Doutorado) — PUC-Rio, 2016.

ANP. **Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. 1ª Rodada de Partilha de Produção – Pré-Sal**. 2013. Disponível em: <<http://rodadas.anp.gov.br/pt/partilha-de-producao/1-rodada-de-partilha-de-producao-pre-sal>>. Acesso em: 09 nov. 2021.

ANP. **Regulamento Técnico de Estimativa de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural (RTR). Resolução ANP Nº 47, de 03/09/2014**. 2014. Disponível em:<<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=274460>>. Acesso em: 07 ago. 2022.

ANP. **Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa, 25 de abr. de 2019**. 2019. Disponível em: <<http://rodadas.anp.gov.br/pt/rodada-de-licitacoes-dos-volumes-excedentes-da-cessao-onerosa/rodada-de-licitacoes-de-partilha-de-producao-do-excedente-da-cessao-onerosa>>. Acesso em: 09 nov. 2021.

ANP. **Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. As Rodadas de Licitações, 04 de jun. de 2020**. 2020. Disponível em: <<http://rodadas.anp.gov.br/pt/entenda-as-rodadas/as-rodadas-de-licitacoes>>. Acesso em: 09 nov. 2021.

ANP. **Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Rodadas Concluídas – Concessão**. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios>>. Acesso em: 07 ago. 2022.

ANP. **Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Rodadas Concluídas – Partilha de Produção**. 2022b. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/partilha-de-producao>>. Acesso em: 07 ago. 2022.

BLOOMBERG. **Disponível na plataforma Bloomberg**. 2021. Acesso em: 10 jun. 2021.

BOMFIM, G. A. **Modelagem da Data de Entrada em Produção de Poços de Petróleo Utilizando Inferência Fuzzy**. Tese (Doutorado) — PUC-Rio, 2017.

BRASIL. **CONGRESSO NACIONAL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997**. 1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm>. Acesso em: 09 nov. 2021.

BRASIL. **CONGRESSO NACIONAL. Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998.** 1998. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2705.htm>. Acesso em: 09 nov. 2021.

BRASIL. **CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução nº 6/2007, de 8 de novembro de 2007.** 2007. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2007/res_6_2007_cnpe.pdf>. Acesso em: 09 nov. 2021.

BRASIL. **CONGRESSO NACIONAL. Lei nº 12.276 de 30 de junho de 2010.** 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/Lei/L12276.htm>. Acesso em: 09 nov. 2021.

BRASIL. **CONGRESSO NACIONAL. Lei nº 12.304, de 02 de agosto de 2010.** 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12304.htm>. Acesso em: 09 nov. 2021.

BRASIL. **CONGRESSO NACIONAL. Lei nº 12.531, de 22 de dezembro de 2010.** 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12531.htm>. Acesso em: 09 nov. 2021.

BRASIL. **SENADO FEDERAL. Projeto de Lei nº 3.178, de 2019.** 2019. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12351.htm>. Acesso em: 09 nov. 2021.

BRASIL, E. U. R.; POSTALI, F. A. S. Informational rents in oil and gas concession auctions in brazil. **Energy economics**, Elsevier, v. 46, p. 93–101, 2014.

BRATVOLD, R. B. **Making good decisions.** [S.l.]: Society of Petroleum Engineers, 2010.

CAPOLEI, A.; FOSS, B.; JØRGENSEN, J. B. Profit and risk measures in oil production optimization. **IFAC-PapersOnLine**, Elsevier, v. 48, n. 6, p. 214–220, 2015.

CARNEIRO, M. Otimização sob incerteza de carteiras de investimentos: aplicação à cadeia integrada de petróleo e derivados. **M. Sc.). Engenharia Industrial, PUC-Rio, Rio de Janeiro**, 2008.

DIAS, M. Análise de investimentos com opções reais: Teoria e prática com aplicações em petróleo e em outros setores (vol. 2: Processos estocásticos e opções reais em tempo contínuo). **Rio de Janeiro: Interciência**, 2015.

DICKEY, D. A.; FULLER, W. A. Distribution of the estimators for autoregressive time series with a unit root. **Journal of the American statistical association**, Taylor & Francis, v. 74, n. 366a, p. 427–431, 1979.

DIXIT, R. K.; PINDYCK, R. S. **Investment under uncertainty.** [S.l.]: Princeton university press, 1994.

FANZERES, B.; AHMED, S.; STREET, A. Robust strategic bidding in auction-based markets. **European Journal of Operational Research**, Elsevier, v. 272, n. 3, p. 1158–1172, 2019.

FÜLÖP, J. Introduction to decision making methods. In: **BDEI-3 workshop, Washington**. [S.l.: s.n.], 2005. p. 1–15.

GARB, F. A. Oil and gas reserves classification, estimation, and evaluation. **Journal of petroleum technology**, OnePetro, v. 37, n. 03, p. 373–390, 1985.

GITMAN, L. J.; JUCHAU, R.; FLANAGAN, J. **Principles of managerial finance**. [S.l.]: Pearson Higher Education AU, 2015.

HASTENREITER, L. **Avaliação Probabilística de Reservas de Óleo e Gás Considerando o Efeito da Variação do Preço do Óleo**. Tese (Doutorado) — PUC-Rio, 2012.

HENDRICKS, K.; PORTER, R. H.; WILSON, C. A. Auctions for oil and gas leases with an informed bidder and a random reservation price. **Econometrica: Journal of the Econometric Society**, JSTOR, p. 1415–1444, 1994.

JOHNSTON, D. **International Petroleum Fiscal Systems & PSCs**. [S.l.]: PennWell Publishing Company, 1994.

JOHNSTON, D. How to evaluate the fiscal terms of oil contracts. **Escaping the resource curse**, New York, Columbia University Press, v. 68, 2007.

KAZEMI, H.; SCHNEEWEIS, T.; GUPTA, B. Omega as a performance measure. **JOURNAL OF PERFORMANCE MEASUREMENT**., TGS Publishing, v. 8, p. 16–25, 2004.

KEATING, C.; SHADWICK, W. F. A universal performance measure. **Journal of performance measurement**, v. 6, n. 3, p. 59–84, 2002.

KEENEY, R. L. Decision analysis: an overview. **Operations research**, INFORMS, v. 30, n. 5, p. 803–838, 1982.

KRISHNA, V. **Auction theory**. [S.l.]: Academic press, 2009.

LUCCHESI, R. D. Regimes fiscais de exploração e produção de petróleo no brasil e no mundo. **PPE/COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil**, 2011.

LUENBERGER, D. G. **Investment Science**. [S.l.]: Oxford University Press, Incorporated, 2013.

LUND, D. The lognormal diffusion is hardly an equilibrium price process for exhaustible resources. **Journal of Environmental Economics and Management**, Elsevier, v. 25, n. 3, p. 235–241, 1993.

MARQUES, L. M. et al. A influência do regime fiscal no desenvolvimento de campos petrolíferos. [sn], 2014.

MILGROM, P. R.; WEBER, R. J. A theory of auctions and competitive bidding. **Econometrica: Journal of the Econometric Society**, JSTOR, p. 1089–1122, 1982.

MME. **Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 213, de 23 de abril de 2019.** 2019. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n%C2%BA-213-de-23-de-abril-de-2019-*83479907>. Acesso em: 08 nov. 2021.

MORET, B. M. Decision trees and diagrams. **ACM Computing Surveys (CSUR)**, ACM New York, NY, USA, v. 14, n. 4, p. 593–623, 1982.

O'DRISCOLL, P. J. **A study in the financial valuation of a topping oil refinery.** Tese (Doutorado) — Birkbeck, University of London, 2016.

PINDYCK, R. S. The long-run evolutions of energy prices. **The energy journal**, International Association for Energy Economics, v. 20, n. 2, 1999.

RIBAS, G. P. **Planejamento Operacional de Refinarias de Petróleo sob Incerteza.** Tese (Doutorado) — PUC-Rio, 2012.

ROCKAFELLAR, R. T.; URYASEV, S. Conditional value-at-risk for general loss distributions. **Journal of banking & finance**, Elsevier, v. 26, n. 7, p. 1443–1471, 2002.

ROMAN, D.; MITRA, G. Portfolio selection models: a review and new directions. **Wilmott Journal: The International Journal of Innovative Quantitative Finance Research**, Wiley Online Library, v. 1, n. 2, p. 69–85, 2009.

ROSS, S. M. **Simulation.** [S.l.]: Academic Press, 2012.

SÄLLH, D. et al. Offshore oil: Investigating production parameters of fields of varying size, location and water depth. **Fuel**, Elsevier, v. 139, p. 430–440, 2015.

SAMANEZ, C. P.; COSTA, L. A. Análise e avaliação de flexibilidades input-output em projetos de plantas na indústria do petróleo: uma aplicação da teoria das opções reais e da simulação estocástica. **Revista Gestão da Produção Operações e Sistemas**, v. 2, n. 2, p. 63, 2009.

SANTOS, J. dos; SCHIOZER, D. Quantifying production strategy impact in risk analysis of an e&p project using reservoir simulation. In: ONEPETRO. **SPE Reservoir Simulation Symposium.** [S.l.], 2003.

SANTOS, S. M.; GASPAR, A. T.; SCHIOZER, D. J. Information, robustness, and flexibility to manage uncertainties in petroleum field development. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, Elsevier, v. 196, p. 107562, 2021.

SCHIOZER, D. J. et al. Use of representative models in the integration of risk analysis and production strategy definition. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, Elsevier, v. 44, n. 1-2, p. 131–141, 2004.

SCHWARTZ, E.; SMITH, J. E. Short-term variations and long-term dynamics in commodity prices. **Management Science**, Informs, v. 46, n. 7, p. 893–911, 2000.

SCHWARTZ, E. S. The stochastic behavior of commodity prices: Implications for valuation and hedging. **The Journal of finance**, Wiley Online Library, v. 52, n. 3, p. 923–973, 1997.

SEFAIR, J. A. et al. Linear solution schemes for mean-semivariance project portfolio selection problems: An application in the oil and gas industry. **Omega**, Elsevier, v. 68, p. 39–48, 2017.

SILVA, P. S. M. da. **Modelo de seleção de portfólio de projetos com restrição de risco**. Tese (Doutorado) — PUC-Rio, 2018.

SILVA, R. Y. M. A. d. **Proposta de metodologia de avaliação de portfólio por opções reais, considerando o valor da informação: um estudo de caso em exploração de petróleo**. Tese (Doutorado) — FGV, 2010.

SILVÉRIO, R. P. O papel da esfera financeira no processo de determinação dos preços do petróleo no mercado internacional: uma análise de price discovery dos mercados brent e wti no período 1990-2011. **Rio de Janeiro**, 2012.

SMITH, J. E.; MCCARDLE, K. F. Options in the real world: Lessons learned in evaluating oil and gas investments. **Operations research**, INFORMS, v. 47, n. 1, p. 1–15, 1999.

SOARES, L. S. F. **Regimes fiscais na indústria do Petróleo: a influência de características contratuais na atratividade econômica de projetos de Exploração e Produção**. Tese (Doutorado) — FGV, 2017.

SOUZA, D. G. B. d. Proposição de um modelo matemático baseado em programação linear para priorização e seleção de portfólio de projetos. 2016.

STEAGALL, D.; SCHIOZER, D. Uncertainty analysis in reservoir production forecasts during appraisal and pilot production phases. In: ONEPETRO. **SPE Reservoir Simulation Symposium**. [S.l.], 2001.

SUBBEY, S.; MIKE, C.; SAMBRIDGE, M. A strategy for rapid quantification of uncertainty in reservoir performance prediction. In: ONEPETRO. **SPE Reservoir Simulation Symposium**. [S.l.], 2003.

SUSLICK, S. B.; SCHIOZER, D. J. Risk analysis applied to petroleum exploration and production: an overview. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, Elsevier, v. 44, n. 1-2, p. 1–9, 2004.

THALER, R. H. Anomalies: The winner's curse. **Journal of economic perspectives**, v. 2, n. 1, p. 191–202, 1988.

TOLMASQUIM, M. T.; JUNIOR, H. Q. P. **Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo**. [S.l.]: Synergia Editora, 2011.

UHLENBECK, G. E.; ORNSTEIN, L. S. On the theory of the brownian motion. **Physical review**, APS, v. 36, n. 5, p. 823, 1930.

VIANELLO, J. M.; COSTA, L.; TEIXEIRA, J. P. Dynamic modeling of uncertainty in the planned values of investments in petrochemical and refining projects. **Energy economics**, Elsevier, v. 45, p. 10–18, 2014.

VICKREY, W. Auctions and bidding games. **Recent advances in game theory**, Princeton: Princeton University Press, v. 29, n. 1962, p. 15–27, 1962.

WILSON, R. A bidding model of perfect competition. **The Review of Economic Studies**, JSTOR, v. 44, n. 3, p. 511–518, 1977.

8 Apêndice

8.1 Tabela Excedente em Óleo ofertado para a União

		Produção Média dos Poços Produtores (bbl/d)																					
		De	até	0	500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000	7.500	8.000	8.500	9.000	
Preço Dated Brent - US\$/barril	0	5,00	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	-93,10%	-84,88%	-77,35%	-70,44%	-64,12%	-58,33%	-53,02%	-48,15%	-43,70%	-39,61%	-35,87%	-32,44%	-29,30%	-26,43%			
	5,01	10,00	1,00%	1,00%	1,00%	-98,73%	-89,80%	-81,64%	-74,18%	-67,36%	-61,13%	-55,43%	-50,23%	-45,47%	-41,13%	-37,15%	-33,52%	-30,20%	-27,17%	-24,40%			
	10,01	15,00	1,00%	1,00%	1,00%	-95,44%	-86,56%	-78,47%	-71,09%	-64,36%	-58,23%	-52,64%	-47,54%	-42,90%	-38,66%	-34,80%	-31,28%	-28,07%	-25,15%	-22,48%			
	15,01	20,00	1,00%	1,00%	1,00%	-92,18%	-83,37%	-75,36%	-68,07%	-61,45%	-55,42%	-49,94%	-44,96%	-40,43%	-36,31%	-32,56%	-29,15%	-26,05%	-23,24%	-20,67%			
	20,01	25,00	1,00%	1,00%	-98,60%	-88,97%	-80,24%	-72,31%	-65,13%	-58,61%	-52,70%	-47,33%	-42,47%	-38,05%	-34,05%	-30,42%	-27,13%	-24,14%	-21,43%	-18,97%			
	25,01	30,00	1,00%	1,00%	-95,35%	-85,80%	-77,16%	-69,33%	-62,26%	-55,85%	-50,06%	-44,81%	-40,07%	-35,78%	-31,89%	-28,38%	-25,20%	-22,32%	-19,72%	-17,36%			
	30,01	35,00	1,00%	1,00%	-92,14%	-82,67%	-74,13%	-66,42%	-59,45%	-53,17%	-47,50%	-42,38%	-37,76%	-33,59%	-29,83%	-26,43%	-23,37%	-20,60%	-18,10%	-15,85%			
	35,01	40,00	1,00%	-99,00%	-88,96%	-79,59%	-71,15%	-63,56%	-56,72%	-50,56%	-45,02%	-40,03%	-35,54%	-31,49%	-27,85%	-24,57%	-21,62%	-18,97%	-16,57%	-14,42%			
	40,01	45,00	1,00%	-96,11%	-85,80%	-76,54%	-68,23%	-60,76%	-54,05%	-48,03%	-42,62%	-37,76%	-33,40%	-29,48%	-25,96%	-22,80%	-19,97%	-17,42%	-15,13%	-13,07%			
	45,01	50,00	1,00%	-92,88%	-82,68%	-73,54%	-65,35%	-58,02%	-51,45%	-45,57%	-40,30%	-35,57%	-31,34%	-27,55%	-24,16%	-21,12%	-18,39%	-15,95%	-13,77%	-11,81%			
	50,01	55,00	1,00%	-89,66%	-79,58%	-70,58%	-62,53%	-55,34%	-48,92%	-43,18%	-38,05%	-33,46%	-29,36%	-25,70%	-22,43%	-19,51%	-16,90%	-14,56%	-12,48%	-10,61%			
	55,01	60,00	-97,60%	-86,45%	-76,51%	-67,65%	-59,76%	-52,72%	-46,44%	-40,85%	-35,86%	-31,42%	-27,46%	-23,93%	-20,78%	-17,98%	-15,48%	-13,25%	-11,26%	-9,49%			
	60,01	65,00	-94,27%	-83,26%	-73,47%	-64,77%	-57,03%	-50,15%	-44,03%	-38,59%	-33,75%	-29,45%	-25,63%	-22,23%	-19,21%	-16,52%	-14,13%	-12,00%	-10,11%	-8,43%			
	65,01	70,00	-90,94%	-80,09%	-70,46%	-61,92%	-54,35%	-47,64%	-41,68%	-36,40%	-31,71%	-27,56%	-23,87%	-20,60%	-17,70%	-15,13%	-12,85%	-10,83%	-9,03%	-7,44%			
	70,01	75,00	-87,61%	-76,93%	-67,48%	-59,12%	-51,72%	-45,18%	-39,39%	-34,27%	-29,73%	-25,72%	-22,18%	-19,04%	-16,26%	-13,81%	-11,63%	-9,71%	-8,01%	-6,51%			
	75,01	80,00	-84,28%	-73,79%	-64,52%	-56,35%	-49,14%	-42,77%	-37,15%	-32,20%	-27,82%	-23,96%	-20,55%	-17,54%	-14,89%	-12,55%	-10,48%	-8,66%	-7,05%	-5,63%			
	80,01	85,00	-80,95%	-70,66%	-61,60%	-53,62%	-46,60%	-40,42%	-34,97%	-30,19%	-25,97%	-22,26%	-18,99%	-16,11%	-13,58%	-11,35%	-9,39%	-7,66%	-6,14%	-4,80%			
	85,01	90,00	-77,62%	-67,54%	-58,70%	-50,93%	-44,10%	-38,11%	-32,85%	-28,23%	-24,18%	-20,62%	-17,49%	-14,74%	-12,33%	-10,21%	-8,35%	-6,72%	-5,29%	-4,03%			
	90,01	95,00	-74,29%	-64,45%	-55,82%	-48,27%	-41,65%	-35,86%	-30,78%	-26,34%	-22,45%	-19,03%	-16,05%	-13,43%	-11,14%	-9,13%	-7,37%	-5,83%	-4,48%	-3,30%			
	95,01	100,00	-70,96%	-61,36%	-52,98%	-45,65%	-39,25%	-33,66%	-28,77%	-24,50%	-20,77%	-17,51%	-14,66%	-12,18%	-10,00%	-8,10%	-6,44%	-4,99%	-3,73%	-2,62%			
100,01	105,00	-67,63%	-58,30%	-50,16%	-43,07%	-36,89%	-31,50%	-26,81%	-22,72%	-19,15%	-16,04%	-13,33%	-10,97%	-8,92%	-7,12%	-5,56%	-4,20%	-3,01%	-1,98%				
	> 200,01	-1,03%	0,01%	0,87%	1,58%	2,17%	2,66%	3,07%	3,41%	3,68%	3,92%	4,11%	4,27%	4,40%	4,51%	4,60%	4,67%	4,74%	4,79%				

Figura 8.1: Percentual de excedente em óleo para a União em função da oferta, produtividade e preço do petróleo

			Produção Média dos Poços Produtores (bbld)																		
			De		9.000	9.500	10.000	10.500	11.000	11.500	12.000	12.500	13.000	13.500	14.000	14.500	15.000	15.500	16.000	16.500	17.000
			até		9.500	10.000	10.500	11.000	11.500	12.000	12.500	13.000	13.500	14.000	14.500	15.000	15.500	16.000	16.500	17.000	17.500
Preço Dated Brent - US\$/Barril	0	5,00	-23,79%	-21,38%	-19,16%	-17,13%	-15,28%	-13,57%	-12,02%	-10,59%	-9,28%	-8,08%	-6,98%	-5,97%	-5,05%	-4,20%	-3,43%	-2,72%	-2,07%		
	5,01	10,00	-21,86%	-19,55%	-17,43%	-15,50%	-13,73%	-12,11%	-10,64%	-9,29%	-8,06%	-6,93%	-5,90%	-4,96%	-4,10%	-3,31%	-2,59%	-1,94%	-1,33%		
	10,01	15,00	-20,05%	-17,83%	-15,81%	-13,97%	-12,29%	-10,76%	-9,36%	-8,09%	-6,93%	-5,87%	-4,91%	-4,03%	-3,23%	-2,50%	-1,83%	-1,23%	-0,67%		
	15,01	20,00	-18,34%	-16,22%	-14,30%	-12,54%	-10,95%	-9,50%	-8,18%	-6,99%	-5,90%	-4,91%	-4,00%	-3,18%	-2,44%	-1,76%	-1,15%	-0,58%	-0,07%		
	20,01	25,00	-16,74%	-14,72%	-12,88%	-11,22%	-9,71%	-8,34%	-7,09%	-5,97%	-4,94%	-4,02%	-3,18%	-2,41%	-1,72%	-1,09%	-0,52%	-0,01%	0,46%		
	25,01	30,00	-15,23%	-13,30%	-11,56%	-9,98%	-8,55%	-7,25%	-6,08%	-5,03%	-4,07%	-3,20%	-2,42%	-1,71%	-1,07%	-0,48%	0,04%	0,52%	0,95%		
	30,01	35,00	-13,81%	-11,98%	-10,32%	-8,82%	-7,47%	-6,25%	-5,15%	-4,16%	-3,26%	-2,45%	-1,72%	-1,07%	-0,47%	0,07%	0,55%	0,99%	1,38%		
	35,01	40,00	-12,48%	-10,73%	-9,16%	-7,75%	-6,47%	-5,32%	-4,29%	-3,36%	-2,52%	-1,77%	-1,09%	-0,48%	0,07%	0,57%	1,01%	1,41%	1,77%		
	40,01	45,00	-11,23%	-9,57%	-8,08%	-6,74%	-5,54%	-4,46%	-3,50%	-2,63%	-1,84%	-1,14%	-0,51%	0,05%	0,56%	1,02%	1,43%	1,80%	2,13%		
	45,01	50,00	-10,05%	-8,48%	-7,07%	-5,81%	-4,68%	-3,67%	-2,76%	-1,95%	-1,22%	-0,57%	0,02%	0,54%	1,01%	1,43%	1,80%	2,14%	2,44%		
	50,01	55,00	-8,95%	-7,46%	-6,13%	-4,94%	-3,88%	-2,93%	-2,08%	-1,32%	-0,65%	-0,04%	0,50%	0,98%	1,41%	1,80%	2,14%	2,45%	2,73%		
	55,01	60,00	-7,91%	-6,51%	-5,25%	-4,13%	-3,14%	-2,25%	-1,46%	-0,75%	-0,12%	0,44%	0,94%	1,38%	1,78%	2,13%	2,45%	2,73%	2,98%		
	60,01	65,00	-6,94%	-5,61%	-4,43%	-3,38%	-2,45%	-1,62%	-0,88%	-0,22%	0,36%	0,88%	1,34%	1,75%	2,11%	2,44%	2,73%	2,98%	3,21%		
	65,01	70,00	-6,03%	-4,78%	-3,67%	-2,68%	-1,81%	-1,04%	-0,35%	0,26%	0,80%	1,28%	1,71%	2,08%	2,42%	2,71%	2,98%	3,21%	3,42%		
	70,01	75,00	-5,18%	-4,00%	-2,96%	-2,03%	-1,22%	-0,50%	0,14%	0,71%	1,21%	1,65%	2,04%	2,38%	2,69%	2,96%	3,20%	3,41%	3,60%		
	75,01	80,00	-4,38%	-3,27%	-2,29%	-1,43%	-0,67%	OFERTA	0,59%	1,11%	1,58%	1,98%	2,34%	2,66%	2,94%	3,19%	3,40%	3,60%	3,77%		
	80,01	85,00	-3,63%	-2,59%	-1,68%	-0,87%	-0,16%	0,46%	1,01%	1,49%	1,91%	2,29%	2,62%	2,91%	3,16%	3,39%	3,59%	3,76%	3,91%		
	85,01	90,00	-2,92%	-1,95%	-1,10%	-0,35%	0,31%	0,88%	1,39%	1,83%	2,22%	2,57%	2,87%	3,13%	3,37%	3,57%	3,75%	3,91%	4,04%		
	90,01	95,00	-2,27%	-1,36%	-0,57%	0,13%	0,74%	1,27%	1,74%	2,15%	2,51%	2,82%	3,10%	3,34%	3,55%	3,73%	3,90%	4,04%	4,16%		
	95,01	100,00	-1,65%	-0,81%	-0,07%	0,58%	1,14%	1,63%	2,06%	2,44%	2,77%	3,05%	3,30%	3,52%	3,71%	3,88%	4,03%	4,16%	4,27%		
	100,01	105,00	-1,08%	-0,29%	0,39%	0,99%	1,51%	1,96%	2,36%	2,70%	3,00%	3,26%	3,49%	3,69%	3,86%	4,02%	4,15%	4,26%	4,36%		
	160,01	165,00	3,43%	3,68%	3,89%	4,07%	4,22%	4,34%	4,45%	4,54%	4,62%	4,68%	4,74%	4,78%	4,82%	4,86%	4,89%	4,91%	4,93%		
	165,01	170,00	3,66%	3,88%	4,06%	4,21%	4,34%	4,45%	4,54%	4,62%	4,69%	4,74%	4,79%	4,83%	4,86%	4,89%	4,91%	4,93%	4,95%		
	170,01	175,00	3,87%	4,06%	4,21%	4,34%	4,45%	4,55%	4,62%	4,69%	4,75%	4,79%	4,83%	4,86%	4,89%	4,92%	4,93%	4,95%	4,97%		
175,01	180,00	4,07%	4,22%	4,35%	4,46%	4,56%	4,63%	4,70%	4,75%	4,80%	4,84%	4,87%	4,90%	4,92%	4,94%	4,96%	4,97%	4,98%			
180,01	185,00	4,24%	4,37%	4,48%	4,57%	4,65%	4,71%	4,77%	4,81%	4,85%	4,88%	4,90%	4,93%	4,94%	4,96%	4,97%	4,98%	4,99%			
185,01	190,00	4,41%	4,51%	4,60%	4,67%	4,73%	4,78%	4,83%	4,86%	4,89%	4,91%	4,94%	4,95%	4,97%	4,98%	4,99%	5,00%	5,00%			
190,01	195,00	4,56%	4,64%	4,71%	4,76%	4,81%	4,85%	4,88%	4,91%	4,93%	4,95%	4,96%	4,98%	4,99%	5,00%	5,01%	5,01%	5,01%			
195,01	200,00	4,70%	4,76%	4,81%	4,85%	4,88%	4,91%	4,93%	4,95%	4,96%	4,98%	4,99%	5,00%	5,00%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%			
> 200,01		4,83%	4,87%	4,90%	4,92%	4,94%	4,96%	4,97%	4,98%	4,99%	5,00%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%			

			Produção Média dos Poços Produtores (bbld)																		
			De		17.500	18.000	18.500	19.000	19.500	20.000	20.500	21.000	21.500	22.000	22.500	23.000	23.500	24.000	24.500	25.000	25.500
			até		18.000	18.500	19.000	19.500	20.000	20.500	21.000	21.500	22.000	22.500	23.000	23.500	24.000	24.500	25.000	25.500	26.000
Preço Dated Brent - US\$/Barrel	0	5,00	-1,47%	-0,93%	-0,43%	0,03%	0,45%	0,83%	1,19%	1,51%	1,80%	2,08%	2,32%	2,55%	2,76%	2,95%	3,13%	3,29%	3,43%		
	5,01	10,00	-0,79%	-0,28%	0,17%	0,59%	0,97%	1,32%	1,64%	1,94%	2,20%	2,45%	2,67%	2,87%	3,06%	3,23%	3,39%	3,53%	3,66%		
	10,01	15,00	-0,17%	0,29%	0,71%	1,09%	1,44%	1,76%	2,05%	2,31%	2,55%	2,77%	2,97%	3,16%	3,32%	3,47%	3,61%	3,74%	3,85%		
	15,01	20,00	0,39%	0,81%	1,19%	1,54%	1,86%	2,15%	2,41%	2,65%	2,86%	3,06%	3,24%	3,40%	3,55%	3,69%	3,81%	3,92%	4,02%		
	20,01	25,00	0,89%	1,27%	1,62%	1,94%	2,23%	2,49%	2,73%	2,94%	3,14%	3,31%	3,47%	3,62%	3,75%	3,87%	3,98%	4,08%	4,17%		
	25,01	30,00	1,34%	1,69%	2,01%	2,30%	2,56%	2,79%	3,01%	3,20%	3,38%	3,53%	3,68%	3,81%	3,92%	4,03%	4,13%	4,21%	4,29%		
	30,01	35,00	1,74%	2,06%	2,35%	2,61%	2,85%	3,06%	3,25%	3,43%	3,59%	3,73%	3,85%	3,97%	4,07%	4,17%	4,25%	4,33%	4,40%		
	35,01	40,00	2,10%	2,39%	2,66%	2,89%	3,11%	3,30%	3,47%	3,63%	3,77%	3,90%	4,01%	4,11%	4,21%	4,29%	4,36%	4,43%	4,49%		
	40,01	45,00	2,42%	2,69%	2,93%	3,14%	3,34%	3,51%	3,67%	3,81%	3,93%	4,04%	4,15%	4,24%	4,32%	4,39%	4,46%	4,52%	4,57%		
	45,01	50,00	2,71%	2,96%	3,17%	3,37%	3,54%	3,70%	3,84%	3,96%	4,07%	4,17%	4,26%	4,35%	4,42%	4,48%	4,54%	4,59%	4,64%		
	50,01	55,00	2,97%	3,19%	3,39%	3,56%	3,72%	3,86%	3,99%	4,10%	4,20%	4,29%	4,37%	4,44%	4,50%	4,56%	4,61%	4,66%	4,70%		
	55,01	60,00	3,21%	3,40%	3,58%	3,74%	3,88%	4,01%	4,12%	4,22%	4,31%	4,39%	4,46%	4,52%	4,58%	4,63%	4,67%	4,71%	4,75%		
	60,01	65,00	3,41%	3,59%	3,75%	3,90%	4,02%	4,14%	4,24%	4,33%	4,40%	4,47%	4,54%	4,59%	4,64%	4,69%	4,73%	4,76%	4,79%		
	65,01	70,00	3,60%	3,76%	3,91%	4,03%	4,15%	4,25%	4,34%	4,42%	4,49%	4,55%	4,61%	4,65%	4,70%	4,74%	4,77%	4,80%	4,83%		
	70,01	75,00	3,77%	3,91%	4,04%	4,16%	4,26%	4,35%	4,43%	4,50%	4,56%	4,62%	4,67%	4,71%	4,75%	4,78%	4,81%	4,84%	4,86%		
	75,01	80,00	3,91%	4,05%	4,16%	4,27%	4,36%	4,44%	4,51%	4,57%	4,63%	4,67%	4,72%	4,75%	4,79%	4,82%	4,84%	4,87%	4,89%		
	80,01	85,00	4,05%	4,17%	4,27%	4,36%	4,44%	4,51%	4,58%	4,63%	4,68%	4,72%	4,76%	4,80%	4,82%	4,85%	4,87%	4,89%	4,91%		
	85,01	90,00	4,17%	4,27%	4,37%	4,45%	4,52%	4,58%	4,64%	4,69%	4,73%	4,77%	4,80%	4,83%	4,86%	4,88%	4,90%	4,91%	4,93%		
	90,01	95,00	4,27%	4,37%	4,45%	4,52%	4,59%	4,64%	4,69%	4,74%	4,77%	4,81%	4,83%	4,86%	4,88%	4,90%	4,92%	4,93%	4,95%		
	95,01	100,00	4,36%	4,45%	4,52%	4,59%	4,65%	4,70%	4,74%	4,78%	4,81%	4,84%	4,86%	4,89%	4,91%	4,92%	4,94%	4,95%	4,96%		
	100,01	105,00	4,45%	4,52%	4,59%	4,65%	4,70%	4,74%	4,78%	4,81%	4,84%	4,87%	4,89%	4,91%	4,93%	4,94%	4,95%	4,96%	4,97%		
160,01	165,00	4,95%	4,96%	4,97%	4,98%	4,99%	5,00%	5,01%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%			
165,01	170,00	4,96%	4,97%	4,98%	4,99%	5,00%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%			
170,01	175,00	4,98%	4,99%	5,00%	5,00%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,04%			
175,01	180,00	4,99%	5,00%	5,00%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,04%	5,04%			
180,01	185,00	5,00%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%			
185,01	190,00	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%			
190,01	195,00	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%			
195,01	200,00	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%			
>	200,01	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%			

			Produção Média dos Poços Produtores (bbld)																	
	De		26.000	26.500	27.000	27.500	28.000	28.500	29.000	29.500	30.000	30.500	31.000	31.500	32.000	32.500	33.000	33.500	34.000	34.000
	até		26.500	27.000	27.500	28.000	28.500	29.000	29.500	30.000	30.500	31.000	31.500	32.000	32.500	33.000	33.500	34.000	34.500	34.500
Preço Dated Brent - US\$/Barrel	0	5,00	3,57%	3,69%	3,80%	3,91%	4,00%	4,09%	4,17%	4,24%	4,31%	4,37%	4,43%	4,48%	4,52%	4,57%	4,61%	4,64%	4,68%	4,68%
	5,01	10,00	3,78%	3,89%	3,99%	4,08%	4,16%	4,23%	4,30%	4,37%	4,43%	4,48%	4,53%	4,57%	4,61%	4,65%	4,68%	4,71%	4,74%	4,74%
	10,01	15,00	3,96%	4,05%	4,14%	4,22%	4,29%	4,36%	4,42%	4,47%	4,52%	4,57%	4,61%	4,65%	4,68%	4,71%	4,74%	4,77%	4,79%	4,79%
	15,01	20,00	4,11%	4,20%	4,27%	4,34%	4,41%	4,46%	4,52%	4,56%	4,61%	4,65%	4,68%	4,71%	4,74%	4,77%	4,79%	4,82%	4,84%	4,84%
	20,01	25,00	4,25%	4,32%	4,39%	4,45%	4,50%	4,55%	4,60%	4,64%	4,68%	4,71%	4,74%	4,77%	4,79%	4,82%	4,84%	4,86%	4,87%	4,87%
	25,01	30,00	4,36%	4,43%	4,49%	4,54%	4,59%	4,63%	4,67%	4,70%	4,74%	4,76%	4,79%	4,81%	4,84%	4,85%	4,87%	4,89%	4,89%	4,90%
	30,01	35,00	4,46%	4,52%	4,57%	4,61%	4,66%	4,69%	4,73%	4,76%	4,78%	4,81%	4,83%	4,85%	4,87%	4,89%	4,90%	4,91%	4,93%	4,93%
	35,01	40,00	4,55%	4,60%	4,64%	4,68%	4,72%	4,75%	4,78%	4,80%	4,83%	4,85%	4,87%	4,88%	4,90%	4,91%	4,93%	4,93%	4,94%	4,95%
	40,01	45,00	4,62%	4,66%	4,70%	4,73%	4,77%	4,79%	4,82%	4,84%	4,86%	4,88%	4,90%	4,91%	4,92%	4,94%	4,95%	4,96%	4,96%	4,96%
	45,01	50,00	4,68%	4,72%	4,75%	4,78%	4,81%	4,83%	4,85%	4,87%	4,89%	4,91%	4,92%	4,93%	4,94%	4,95%	4,96%	4,97%	4,98%	4,98%
	50,01	55,00	4,73%	4,77%	4,80%	4,82%	4,84%	4,87%	4,88%	4,90%	4,92%	4,93%	4,94%	4,95%	4,96%	4,97%	4,98%	4,98%	4,98%	4,99%
	55,01	60,00	4,78%	4,81%	4,83%	4,86%	4,88%	4,89%	4,91%	4,92%	4,94%	4,95%	4,96%	4,97%	4,97%	4,98%	4,99%	5,00%	5,00%	5,01%
	60,01	65,00	4,82%	4,84%	4,86%	4,88%	4,90%	4,92%	4,93%	4,94%	4,95%	4,96%	4,97%	4,98%	4,98%	4,99%	4,99%	5,00%	5,00%	5,01%
	65,01	70,00	4,85%	4,87%	4,89%	4,91%	4,92%	4,94%	4,95%	4,96%	4,97%	4,98%	4,98%	4,99%	4,99%	5,00%	5,00%	5,01%	5,01%	5,01%
	70,01	75,00	4,88%	4,90%	4,91%	4,93%	4,94%	4,95%	4,96%	4,97%	4,98%	4,99%	4,99%	5,00%	5,00%	5,01%	5,01%	5,01%	5,01%	5,02%
	75,01	80,00	4,90%	4,92%	4,93%	4,95%	4,96%	4,97%	4,98%	4,98%	4,99%	5,00%	5,00%	5,01%	5,01%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%
	80,01	85,00	4,93%	4,94%	4,95%	4,96%	4,97%	4,98%	4,99%	5,00%	5,01%	5,01%	5,01%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%
	85,01	90,00	4,94%	4,95%	4,97%	4,97%	4,98%	4,99%	5,00%	5,00%	5,01%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%
	90,01	95,00	4,96%	4,97%	4,98%	4,98%	4,99%	5,00%	5,00%	5,01%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%
	95,01	100,00	4,97%	4,98%	4,99%	4,99%	5,00%	5,00%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%
	100,01	105,00	4,98%	4,99%	5,00%	5,00%	5,01%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%
160,01	165,00	5,03%	5,03%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	
165,01	170,00	5,03%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	
170,01	175,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	
175,01	180,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	
180,01	185,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	
185,01	190,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	
190,01	195,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	
195,01	200,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	
>	200,01	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	

			Produção Média dos Poços Produtores (bbld)																
	De		34.500	35.000	35.500	36.000	36.500	37.000	37.500	38.000	38.500	39.000	39.500	40.000	40.500	41.000	41.500	42.000	42.500
		até	35.000	35.500	36.000	36.500	37.000	37.500	38.000	38.500	39.000	39.500	40.000	40.500	41.000	41.500	42.000	42.500	43.000
Preço Dated Brent - US\$/Barrel	0	5,00	4,71%	4,73%	4,76%	4,78%	4,80%	4,82%	4,84%	4,86%	4,87%	4,89%	4,90%	4,91%	4,92%	4,93%	4,94%	4,95%	4,96%
	5,01	10,00	4,77%	4,79%	4,81%	4,83%	4,85%	4,86%	4,88%	4,89%	4,91%	4,92%	4,93%	4,94%	4,95%	4,96%	4,97%	4,98%	4,97%
	10,01	15,00	4,81%	4,83%	4,85%	4,87%	4,88%	4,90%	4,91%	4,92%	4,93%	4,94%	4,95%	4,96%	4,97%	4,98%	4,98%	4,99%	4,99%
	15,01	20,00	4,86%	4,87%	4,89%	4,90%	4,91%	4,92%	4,94%	4,94%	4,95%	4,96%	4,97%	4,97%	4,98%	4,99%	4,99%	4,99%	5,00%
	20,01	25,00	4,89%	4,90%	4,91%	4,93%	4,94%	4,95%	4,96%	4,96%	4,97%	4,98%	4,98%	4,99%	4,99%	5,00%	5,00%	5,00%	5,01%
	25,01	30,00	4,92%	4,93%	4,94%	4,95%	4,96%	4,96%	4,97%	4,98%	4,98%	4,99%	4,99%	5,00%	5,00%	5,01%	5,01%	5,01%	5,01%
	30,01	35,00	4,94%	4,95%	4,96%	4,96%	4,97%	4,98%	4,98%	4,99%	4,99%	5,00%	5,00%	5,01%	5,01%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%
	35,01	40,00	4,96%	4,96%	4,97%	4,98%	4,98%	4,99%	5,00%	5,00%	5,00%	5,01%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%
	40,01	45,00	4,97%	4,98%	4,98%	4,99%	5,00%	5,00%	5,01%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%
	45,01	50,00	4,98%	4,99%	4,99%	5,00%	5,00%	5,01%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%
	50,01	55,00	4,99%	5,00%	5,00%	5,01%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%
	55,01	60,00	5,00%	5,01%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%
	60,01	65,00	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%
	65,01	70,00	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,04%	5,04%	5,04%
	70,01	75,00	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	75,01	80,00	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	80,01	85,00	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	85,01	90,00	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	90,01	95,00	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	95,01	100,00	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	100,01	105,00	5,03%	5,03%	5,03%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	160,01	165,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	165,01	170,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	170,01	175,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
175,01	180,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	
180,01	185,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	
185,01	190,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	
190,01	195,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	
195,01	200,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	
>	200,01	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	

			Produção Média dos Poços Produtores (bbld)														
	De		43.000	43.500	44.000	44.500	45.000	45.500	46.000	46.500	47.000	47.500	48.000	48.500	49.000	49.500	50.000
	até		43.500	44.000	44.500	45.000	45.500	46.000	46.500	47.000	47.500	48.000	48.500	49.000	49.500	50.000	50.500
Preço Dated Brent - US\$/Barril	0	5,00	4,96%	4,97%	4,98%	4,98%	4,99%	4,99%	4,99%	5,00%	5,00%	5,00%	5,01%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%
	5,01	10,00	4,98%	4,99%	4,99%	4,99%	5,00%	5,00%	5,00%	5,01%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%
	10,01	15,00	4,99%	5,00%	5,00%	5,00%	5,01%	5,01%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%
	15,01	20,00	5,00%	5,01%	5,01%	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%
	20,01	25,00	5,01%	5,01%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%
	25,01	30,00	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%
	30,01	35,00	5,02%	5,02%	5,02%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%
	35,01	40,00	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,04%	5,04%	5,04%
	40,01	45,00	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	45,01	50,00	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	50,01	55,00	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,03%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	55,01	60,00	5,03%	5,03%	5,03%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	60,01	65,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	65,01	70,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	70,01	75,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	75,01	80,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	80,01	85,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	85,01	90,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	90,01	95,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	95,01	100,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	100,01	105,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	160,01	165,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	165,01	170,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
	170,01	175,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%
175,01	180,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	
180,01	185,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	
185,01	190,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	
190,01	195,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	
195,01	200,00	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	
	> 200,01		5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	5,04%	

8.2 Tabelas dos Resultados do Regime Fiscal de Concessão

Caso 1													
Bônus	VPL _{esperado}	Desvpad	CVaR99%	CVaR95%	CVaR90%	CVaR80%	CVaR70%	CVaR60%	CVaR50%	M-wCVaR _α (λ= 0)	M-wCVaR _α (λ= 0,25)	M-wCVaR _α (λ= 0,5)	M-wCVaR _α (λ= 0,9)
0	2.606	2.131	- 1.097	- 675	- 419	- 26	306	600	906	2.606	1.940	1.274	209
100	2.622	2.304	- 1.208	- 819	- 549	- 137	196	511	818	2.622	1.924	1.226	109
200	2.466	2.119	- 1.279	- 819	- 574	- 182	152	458	764	2.466	1.796	1.127	56
300	2.410	2.180	- 1.388	- 864	- 585	- 211	106	411	701	2.410	1.742	1.074	6
400	2.313	2.226	- 1.599	- 1.108	- 802	- 408	93	219	532	2.313	1.619	924	188
500	2.236	2.180	- 1.578	- 1.141	- 866	- 488	151	182	496	2.236	1.550	865	232
600	2.102	2.102	- 1.714	- 1.175	- 902	- 477	149	145	423	2.102	1.439	776	285
700	2.068	2.283	- 1.820	- 1.323	- 1.051	- 659	346	41	261	2.068	1.373	678	433
800	1.898	2.203	- 1.948	- 1.529	- 1.250	- 835	488	175	129	1.898	1.205	513	594
900	1.825	2.290	- 2.048	- 1.562	- 1.277	- 913	602	292	19	1.825	1.130	436	676
1.000	1.784	2.245	- 2.043	- 1.655	- 1.382	- 988	640	314	1	1.784	1.087	390	724
1.100	1.680	2.238	- 2.137	- 1.628	- 1.362	- 976	665	368	76	1.680	1.002	325	759
1.200	1.627	2.260	- 2.284	- 1.855	- 1.580	- 1.189	837	511	195	1.627	918	210	924
1.300	1.442	2.295	- 2.312	- 1.998	- 1.727	- 1.320	988	685	371	1.442	746	49	1.064
1.400	1.342	2.138	- 2.419	- 2.019	- 1.710	- 1.314	970	648	345	1.342	670	2	1.078
1.500	1.216	2.183	- 2.564	- 2.205	- 1.939	- 1.498	1.121	795	489	1.216	533	150	1.243
1.600	1.170	2.192	- 2.543	- 2.143	- 1.916	- 1.541	1.194	871	566	1.170	493	184	1.268
1.700	905	2.223	- 2.928	- 2.445	- 2.150	- 1.765	1.438	1.126	831	905	226	454	1.540
1.800	819	2.136	- 2.748	- 2.464	- 2.200	- 1.797	1.481	1.180	885	819	159	502	1.558
1.900	890	2.204	- 2.992	- 2.534	- 2.235	- 1.812	1.469	1.153	853	890	202	487	1.589
2.000	649	2.182	- 3.107	- 2.706	- 2.438	- 2.027	1.706	1.409	1.110	649	31	711	1.800
2.100	529	2.135	- 3.177	- 2.816	- 2.549	- 2.113	1.766	1.464	1.177	529	141	811	1.884
2.200	405	2.184	- 3.390	- 2.916	- 2.663	- 2.256	1.928	1.623	1.324	405	271	947	2.029
2.300	518	2.169	- 3.242	- 2.847	- 2.543	- 2.137	1.800	1.498	1.205	518	157	832	1.912
2.400	172	2.139	- 3.490	- 3.095	- 2.821	- 2.424	2.103	1.818	1.520	172	488	1.148	2.203
2.500	290	2.118	- 3.578	- 3.106	- 2.801	- 2.382	2.037	1.708	1.401	290	390	1.070	2.158
2.600	43	2.163	- 3.664	- 3.233	- 2.933	- 2.558	2.221	1.919	1.645	43	617	1.277	2.332
2.700	64	2.142	- 3.653	- 3.314	- 3.060	- 2.673	2.369	2.073	1.782	64	724	1.384	2.440
2.800	87	2.164	- 4.059	- 3.535	- 3.232	- 2.788	2.443	2.134	1.833	87	781	1.474	2.583
2.900	218	2.220	- 3.902	- 3.514	- 3.265	- 2.908	2.581	2.261	1.966	218	892	1.566	2.644
3.000	438	2.172	- 4.167	- 3.742	- 3.464	- 3.077	2.742	2.440	2.154	438	1.106	1.775	2.845

Caso 1													
Bônus	$\beta(\alpha=99\%)$	$\beta(\alpha=95\%)$	$\beta(\alpha=90\%)$	$\beta(\alpha=80\%)$	$\beta(\alpha=70\%)$	$\beta(\alpha=60\%)$	$\beta(\alpha=50\%)$	Ω (VPL = 0)	M-wCVaR $_{\alpha}^{+}$ ($\lambda= 0$)	M-wCVaR $_{\alpha}^{+}$ ($\lambda= 0,25$)	M-wCVaR $_{\alpha}^{+}$ ($\lambda= 0,5$)	M-wCVaR $_{\alpha}^{+}$ ($\lambda= 0,9$)	
0	- 0,12	- 0,09	- 0,06	- 0,00	0,06	0,13	0,21	- 6,61	2.606	2.734	2.862	3.066	
100	- 0,05	- 0,05	- 0,04	- 0,01	0,02	0,05	0,09	- 6,23	2.622	2.801	2.981	3.268	
200	- 0,04	- 0,03	- 0,03	- 0,01	0,01	0,03	0,06	- 5,69	2.466	2.587	2.708	2.903	
300	- 0,03	- 0,03	- 0,02	- 0,01	0,01	0,02	0,04	- 5,75	2.410	2.564	2.719	2.966	
400	- 0,03	- 0,03	- 0,02	- 0,01	0,00	0,01	0,03	- 4,81	2.313	2.466	2.618	2.862	
500	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,01	-0,01	0,01	0,02	- 4,54	2.236	2.368	2.501	2.712	
600	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,01	0,00	0,00	0,02	- 4,03	2.102	2.226	2.349	2.547	
700	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,01	0,00	0,01	- 4,07	2.068	2.229	2.391	2.648	
800	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,01	0,00	0,00	- 3,31	1.898	2.030	2.163	2.375	
900	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,01	0,01	0,00	- 3,55	1.825	1.993	2.160	2.429	
1.000	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,01	0,01	0,00	- 3,13	1.784	1.930	2.076	2.310	
1.100	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,01	0,01	0,00	- 3,24	1.680	1.856	2.032	2.314	
1.200	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,01	0,01	0,00	- 2,71	1.627	1.766	1.906	2.129	
1.300	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,01	0,01	- 2,60	1.442	1.611	1.780	2.051	
1.400	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,01	0,01	- 2,29	1.342	1.477	1.612	1.827	
1.500	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,01	0,01	- 2,15	1.216	1.367	1.519	1.761	
1.600	- 0,01	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,01	0,01	- 2,14	1.170	1.326	1.481	1.730	
1.700	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,02	0,01	- 1,90	905	1.070	1.234	1.498	
1.800	- 0,01	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,02	0,02	- 1,79	819	962	1.106	1.335	
1.900	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,02	0,01	- 1,83	890	1.032	1.173	1.400	
2.000	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,02	0,02	- 1,68	649	779	910	1.119	
2.100	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,02	0,02	- 1,60	529	647	765	955	
2.200	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,02	0,02	- 1,43	405	552	699	935	
2.300	- 0,01	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,02	0,02	- 1,58	518	664	811	1.045	
2.400	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,02	0,02	- 1,27	172	314	456	683	
2.500	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,02	0,02	- 1,35	290	401	511	688	
2.600	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,03	0,02	- 1,31	43	197	352	599	
2.700	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,03	0,03	0,03	- 1,15	64	77	218	444	
2.800	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,03	-0,03	0,03	0,03	- 1,14	87	28	144	330	
2.900	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,03	-0,03	0,03	0,03	- 1,12	218	58	102	358	
3.000	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,03	-0,03	0,03	0,03	- 1,03	438	291	144	92	

Caso 1					
Bônus	Expfin	CVaR _{expfin95%}	NcPR	Prob de vencer	weighted CVaR
0	2.271	3.034	9,53	0%	58
100	2.400	3.126	7,70	10%	170
200	2.530	3.219	7,55	18%	211
300	2.565	3.321	7,20	26%	261
400	2.691	3.433	5,67	33%	466
500	2.795	3.538	5,10	39%	507
600	2.885	3.619	5,41	45%	550
700	2.946	3.726	4,10	50%	711
800	3.066	3.826	3,72	55%	871
900	3.141	3.928	3,00	59%	954
1.000	3.269	4.014	3,12	63%	1.003
1.100	3.397	4.121	2,85	67%	1.030
1.200	3.480	4.229	2,73	70%	1.207
1.300	3.528	4.335	2,26	73%	1.343
1.400	3.658	4.422	2,45	75%	1.346
1.500	3.782	4.523	2,14	78%	1.516
1.600	3.869	4.620	1,99	80%	1.539
1.700	3.981	4.724	1,58	82%	1.812
1.800	4.086	4.824	1,53	83%	1.822
1.900	4.121	4.930	1,60	85%	1.864
2.000	4.250	5.027	1,28	86%	2.072
2.100	4.366	5.121	1,18	88%	2.152
2.200	4.489	5.222	1,12	89%	2.300
2.300	4.566	5.323	1,17	90%	2.182
2.400	4.708	5.424	0,96	91%	2.467
2.500	4.765	5.527	1,05	92%	2.430
2.600	4.885	5.628	0,81	93%	2.596
2.700	4.966	5.725	0,81	93%	2.703
2.800	5.105	5.828	0,80	94%	2.861
2.900	5.157	5.910	0,70	94%	2.914
3.000	5.264	6.029	0,59	95%	3.112

Caso 2													
Bônus	VPL _{esperado}	Desvpad	CVaR99%	CVaR95%	CVaR90%	CVaR80%	CVaR70%	CVaR60%	CVaR50%	M-wCVaR ₀ (λ= 0)	M-wCVaR ₀ (λ= 0,25)	M-wCVaR ₀ (λ= 0,5)	M-wCVaR ₀ (λ= 0,9)
0	2.582	2.072	- 954	- 540	- 309	53	356	636	916	2.582	1.942	1.302	279
100	2.319	2.096	- 1.352	- 894	- 627	- 260	50	352	649	2.319	1.665	1.011	36
200	2.298	2.087	- 1.403	- 952	- 630	- 225	88	378	662	2.298	1.649	1.000	38
300	2.112	1.995	- 1.474	- 1.029	- 775	- 369	39	263	540	2.112	1.481	850	159
400	2.094	2.147	- 1.520	- 1.123	- 876	- 506	194	107	398	2.094	1.438	782	268
500	2.041	2.015	- 1.553	- 1.171	- 893	- 498	175	132	420	2.041	1.397	753	277
600	1.881	2.088	- 1.696	- 1.336	- 1.045	- 659	358	74	210	1.881	1.234	586	449
700	1.658	2.000	- 1.754	- 1.344	- 1.094	- 760	479	203	55	1.658	1.044	430	552
800	1.804	2.090	- 1.818	- 1.370	- 1.107	- 749	440	157	131	1.804	1.156	509	528
900	1.600	2.122	- 2.216	- 1.739	- 1.478	- 1.043	711	391	85	1.600	927	253	825
1.000	1.453	2.030	- 2.150	- 1.707	- 1.433	- 1.010	675	374	120	1.453	823	193	815
1.100	1.394	2.128	- 2.143	- 1.815	- 1.549	- 1.190	876	580	296	1.394	744	93	947
1.200	1.338	2.134	- 2.296	- 1.915	- 1.651	- 1.259	928	633	343	1.338	681	24	1.027
1.300	1.206	2.035	- 2.347	- 1.948	- 1.712	- 1.355	1.027	719	430	1.206	564	78	1.106
1.400	1.114	2.102	- 2.609	- 2.114	- 1.853	- 1.482	1.161	864	583	1.114	454	205	1.260
1.500	857	2.100	- 2.632	- 2.164	- 1.931	- 1.606	1.292	1.027	771	857	235	387	1.383
1.600	1.004	2.257	- 2.811	- 2.369	- 2.087	- 1.679	1.345	1.038	748	1.004	322	360	1.452
1.700	786	2.030	- 2.874	- 2.469	- 2.178	- 1.763	1.422	1.119	826	786	138	510	1.548
1.800	641	2.081	- 2.989	- 2.585	- 2.338	- 1.949	1.621	1.317	1.028	641	13	667	1.713
1.900	553	2.039	- 2.941	- 2.542	- 2.283	- 1.916	1.626	1.351	1.078	553	76	705	1.711
2.000	518	2.165	- 3.261	- 2.775	- 2.484	- 2.105	1.794	1.491	1.196	518	151	820	1.890
2.100	314	2.058	- 3.422	- 2.915	- 2.638	- 2.250	1.931	1.623	1.337	314	340	994	2.041
2.200	274	2.044	- 3.328	- 2.906	- 2.611	- 2.265	1.950	1.651	1.357	274	368	1.011	2.039
2.300	266	2.082	- 3.413	- 2.991	- 2.690	- 2.279	1.940	1.646	1.368	266	383	1.033	2.072
2.400	206	2.110	- 3.479	- 2.991	- 2.702	- 2.337	2.025	1.734	1.455	206	442	1.091	2.129
2.500	17	2.007	- 3.497	- 3.106	- 2.859	- 2.522	2.225	1.927	1.630	17	647	1.278	2.286
2.600	249	2.044	- 3.813	- 3.439	- 3.164	- 2.763	2.444	2.149	1.876	249	888	1.528	2.551
2.700	206	2.093	- 3.814	- 3.399	- 3.154	- 2.804	2.502	2.193	1.898	206	861	1.515	2.562
2.800	518	2.011	- 3.893	- 3.531	- 3.306	- 2.954	2.651	2.364	2.094	518	1.131	1.744	2.725
2.900	362	2.047	- 4.004	- 3.593	- 3.278	- 2.870	2.545	2.260	1.988	362	1.005	1.648	2.677
3.000	487	2.080	- 4.123	- 3.735	- 3.447	- 3.032	2.710	2.415	2.133	487	1.137	1.786	2.825

Caso 2													
Bônus	$\beta(\alpha=99\%)$	$\beta(\alpha=95\%)$	$\beta(\alpha=90\%)$	$\beta(\alpha=80\%)$	$\beta(\alpha=70\%)$	$\beta(\alpha=60\%)$	$\beta(\alpha=50\%)$	Ω (VPL = 0)	M-wCVaR $_{\alpha}^{+}$ ($\lambda=0$)	M-wCVaR $_{\alpha}^{+}$ ($\lambda=0,25$)	M-wCVaR $_{\alpha}^{+}$ ($\lambda=0,5$)	M-wCVaR $_{\alpha}^{+}$ ($\lambda=0,9$)	
0	- 0,10	- 0,07	- 0,05	- 0,01	- 0,07	- 0,14	- 0,22	- 7,72	2.582	2.711	2.839	3.044	
100	- 0,07	- 0,06	- 0,05	- 0,02	- 0,01	- 0,04	- 0,08	- 5,45	2.319	2.454	2.589	2.804	
200	- 0,05	- 0,04	- 0,03	- 0,01	- 0,01	- 0,03	- 0,06	- 5,06	2.298	2.445	2.591	2.826	
300	- 0,04	- 0,04	- 0,03	- 0,02	- 0,00	- 0,02	- 0,04	- 4,23	2.112	2.242	2.371	2.578	
400	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,02	- 0,01	- 0,01	- 0,02	- 4,27	2.094	2.248	2.403	2.650	
500	- 0,03	- 0,03	- 0,02	- 0,02	- 0,01	- 0,01	- 0,02	- 4,20	2.041	2.154	2.267	2.448	
600	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,02	- 0,01	- 0,00	- 0,01	- 3,82	1.881	2.015	2.149	2.364	
700	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,01	- 0,01	- 0,00	- 3,60	1.658	1.797	1.937	2.160	
800	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,01	- 0,00	- 0,00	- 3,71	1.804	1.938	2.073	2.288	
900	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,02	- 0,02	- 0,01	- 0,00	- 2,87	1.600	1.734	1.867	2.080	
1.000	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,01	- 0,00	- 2,67	1.453	1.596	1.740	1.970	
1.100	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,01	- 0,01	- 2,56	1.394	1.537	1.679	1.908	
1.200	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,01	- 0,01	- 2,51	1.338	1.496	1.654	1.907	
1.300	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,01	- 2,21	1.206	1.329	1.453	1.650	
1.400	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,01	- 2,17	1.114	1.233	1.351	1.541	
1.500	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 2,08	857	1.034	1.210	1.492	
1.600	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 2,01	1.004	1.181	1.357	1.639	
1.700	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 1,72	786	905	1.023	1.213	
1.800	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,02	- 0,02	- 1,66	641	767	892	1.092	
1.900	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 1,63	553	690	827	1.046	
2.000	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,02	- 1,52	518	670	821	1.064	
2.100	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 1,40	314	433	553	743	
2.200	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 1,28	274	398	521	719	
2.300	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 1,36	266	405	544	767	
2.400	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 1,34	206	358	510	753	
2.500	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 1,10	17	104	225	418	
2.600	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 1,07	249	111	26	246	
2.700	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 1,03	206	80	47	251	
2.800	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,04	- 0,95	518	371	224	11	
2.900	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,04	- 0,99	362	231	99	111	
3.000	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,04	- 0,04	- 0,95	487	353	218	2	

Caso 2		Ry, 2001				
Bônus	Expfin	CVaR _{expfin@5%}	NoPR	Prob de vencer	weighted CVaR	
0	- 2.644	- 3.090	10,63	0%	23	
100	- 2.795	- 3.199	6,69	10%	298	
200	- 2.873	- 3.295	7,26	18%	297	
300	- 2.977	- 3.398	6,19	26%	412	
400	- 3.078	- 3.499	4,95	33%	531	
500	- 3.193	- 3.595	4,95	39%	534	
600	- 3.252	- 3.693	4,00	45%	708	
700	- 3.378	- 3.798	3,24	50%	797	
800	- 3.479	- 3.903	3,48	55%	787	
900	- 3.579	- 4.000	2,91	59%	1.095	
1.000	- 3.680	- 4.098	2,98	63%	1.067	
1.100	- 3.758	- 4.197	2,46	67%	1.207	
1.200	- 3.858	- 4.295	2,31	70%	1.289	
1.300	- 3.957	- 4.399	2,23	73%	1.363	
1.400	- 4.058	- 4.497	1,92	75%	1.524	
1.500	- 4.176	- 4.601	1,48	78%	1.632	
1.600	- 4.260	- 4.694	1,70	80%	1.725	
1.700	- 4.358	- 4.799	1,60	82%	1.807	
1.800	- 4.471	- 4.893	1,33	83%	1.975	
1.900	- 4.576	- 4.998	1,24	85%	1.962	
2.000	- 4.665	- 5.103	1,22	86%	2.158	
2.100	- 4.783	- 5.205	1,05	88%	2.302	
2.200	- 4.875	- 5.302	1,10	89%	2.296	
2.300	- 4.968	- 5.401	1,02	90%	2.332	
2.400	- 5.053	- 5.507	0,96	91%	2.389	
2.500	- 5.171	- 5.602	0,89	92%	2.538	
2.600	- 5.298	- 5.694	0,69	93%	2.807	
2.700	- 5.361	- 5.800	0,76	93%	2.823	
2.800	- 5.489	- 5.893	0,56	94%	2.970	
2.900	- 5.585	- 5.996	0,65	94%	2.934	
3.000	- 5.681	- 6.097	0,59	95%	3.085	

Caso 3													
Bônus	VPL _{res.pes.rio}	Desvpad	CVaR99%	CVaR95%	CVaR90%	CVaR80%	CVaR70%	CVaR60%	CVaR50%	M-wCVaR _α (λ= 0)	M-wCVaR _α (λ= 0,25)	M-wCVaR _α (λ= 0,5)	M-wCVaR _α (λ= 0,9)
0	2236	1.958	- 1.180	- 857	- 617	- 244	56	336	624	2.236	1.610	984	18
100	2.108	1.993	- 1.240	- 918	- 681	- 311	18	248	518	2.108	1.495	882	98
200	2.059	1.959	- 1.482	- 1.089	- 774	- 357	33	241	494	2.059	1.437	815	180
300	1.859	2.011	- 1.495	- 1.145	- 909	- 541	244	23	278	1.859	1.251	642	333
400	1.770	1.928	- 1.606	- 1.270	- 991	- 632	345	69	205	1.770	1.159	549	428
500	1.870	2.137	- 1.746	- 1.291	- 1.030	- 653	349	82	199	1.870	1.226	581	450
600	1.706	1.932	- 1.844	- 1.431	- 1.163	- 767	436	136	150	1.706	1.079	451	553
700	1.596	1.949	- 1.898	- 1.527	- 1.256	- 881	570	272	20	1.596	969	342	661
800	1.407	1.981	- 2.096	- 1.636	- 1.398	- 1.026	729	443	174	1.407	787	168	824
900	1.261	1.975	- 2.132	- 1.708	- 1.482	- 1.119	836	568	310	1.261	654	48	922
1.000	1.166	1.880	- 2.183	- 1.828	- 1.552	- 1.170	880	611	335	1.166	569	28	984
1.100	1.183	1.906	- 2.217	- 1.835	- 1.581	- 1.209	911	634	360	1.183	575	33	1.006
1.200	1.144	1.985	- 2.435	- 2.000	- 1.729	- 1.343	1.021	730	450	1.144	511	121	1.134
1.300	950	1.924	- 2.570	- 2.078	- 1.801	- 1.437	1.145	879	608	950	337	276	1.257
1.400	794	1.992	- 2.521	- 2.145	- 1.878	- 1.552	1.280	1.031	775	794	196	402	1.358
1.500	826	1.915	- 2.801	- 2.263	- 1.990	- 1.595	1.274	991	720	826	204	418	1.413
1.600	639	1.955	- 2.855	- 2.516	- 2.260	- 1.852	1.517	1.215	925	639	10	619	1.626
1.700	621	2.044	- 2.928	- 2.516	- 2.237	- 1.871	1.589	1.311	1.030	621	16	653	1.671
1.800	302	1.936	- 2.997	- 2.590	- 2.360	- 2.040	1.762	1.504	1.244	302	291	884	1.834
1.900	394	1.959	- 3.052	- 2.638	- 2.383	- 1.997	1.698	1.425	1.160	394	217	828	1.806
2.000	273	2.020	- 3.151	- 2.807	- 2.531	- 2.159	1.851	1.580	1.318	273	345	963	1.952
2.100	117	1.926	- 3.307	- 2.918	- 2.684	- 2.318	1.996	1.710	1.437	117	497	1.111	2.093
2.200	97	1.964	- 3.378	- 2.931	- 2.666	- 2.288	1.992	1.728	1.461	97	514	1.126	2.104
2.300	- 71	1.968	- 3.596	- 3.184	- 2.925	- 2.539	2.218	1.927	1.645	71	697	1.324	2.326
2.400	- 144	1.984	- 3.648	- 3.211	- 2.961	- 2.590	2.281	2.010	1.735	144	766	1.389	2.385
2.500	- 204	1.927	- 3.594	- 3.206	- 2.958	- 2.602	2.318	2.026	1.753	204	812	1.420	2.394
2.600	- 517	1.896	- 3.873	- 3.445	- 3.200	- 2.841	2.539	2.275	2.029	517	1.109	1.702	2.649
2.700	- 439	1.913	- 3.950	- 3.491	- 3.199	- 2.830	2.544	2.255	1.975	439	1.052	1.665	2.647
2.800	- 461	1.957	- 4.072	- 3.664	- 3.387	- 2.939	2.604	2.321	2.033	461	1.097	1.732	2.749
2.900	- 606	1.980	- 3.942	- 3.598	- 3.369	- 3.016	2.698	2.435	2.178	606	1.213	1.820	2.791
3.000	- 936	1.938	- 4.226	- 3.828	- 3.612	- 3.295	3.012	2.732	2.470	936	1.530	2.123	3.073

Caso 3													
Bônus	$\beta(\alpha=99\%)$	$\beta(\alpha=95\%)$	$\beta(\alpha=90\%)$	$\beta(\alpha=80\%)$	$\beta(\alpha=70\%)$	$\beta(\alpha=60\%)$	$\beta(\alpha=50\%)$	Ω (VPL = 0)	M-wCVaR $_{\alpha}^{+}$ ($\lambda = 0$)	M-wCVaR $_{\alpha}^{+}$ ($\lambda = 0,25$)	M-wCVaR $_{\alpha}^{+}$ ($\lambda = 0,5$)	M-wCVaR $_{\alpha}^{+}$ ($\lambda = 0,9$)	
0	- 0,15	- 0,13	- 0,10	- 0,05	0,01	0,08	0,16	- 5,20	2.236	2.327	2.417	2.563	
100	- 0,07	- 0,07	- 0,06	- 0,03	0,00	0,03	0,07	- 4,84	2.108	2.245	2.383	2.603	
200	- 0,05	- 0,05	- 0,04	- 0,02	0,00	0,02	0,05	- 4,11	2.059	2.174	2.290	2.475	
300	- 0,04	- 0,04	- 0,04	- 0,03	-0,01	0,00	0,02	- 4,03	1.859	2.012	2.164	2.408	
400	- 0,03	- 0,04	- 0,03	- 0,03	-0,02	0,00	0,01	- 3,91	1.770	1.882	1.993	2.172	
500	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,02	-0,01	0,00	0,01	- 3,76	1.870	2.037	2.204	2.471	
600	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,02	-0,02	0,01	0,01	- 3,27	1.706	1.804	1.903	2.060	
700	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,02	-0,02	0,01	0,00	- 3,20	1.596	1.696	1.797	1.957	
800	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,03	-0,02	0,01	0,01	- 2,87	1.407	1.536	1.664	1.870	
900	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,03	-0,02	0,02	0,01	- 2,68	1.261	1.406	1.552	1.785	
1.000	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,02	-0,02	0,02	0,01	- 2,48	1.166	1.276	1.385	1.559	
1.100	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,02	-0,02	0,02	0,01	- 2,27	1.183	1.282	1.381	1.540	
1.200	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,03	-0,02	0,02	0,01	- 2,27	1.144	1.262	1.381	1.570	
1.300	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	-0,02	0,02	0,02	- 2,10	950	1.058	1.165	1.336	
1.400	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	-0,03	0,02	0,02	- 1,98	794	947	1.100	1.345	
1.500	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	-0,02	0,02	0,02	- 1,88	826	925	1.024	1.183	
1.600	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,03	-0,03	0,03	0,02	- 1,56	639	746	853	1.025	
1.700	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	-0,03	0,03	0,02	- 1,67	621	746	872	1.073	
1.800	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	-0,03	0,03	0,03	- 1,38	302	437	571	787	
1.900	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	-0,03	0,03	0,03	- 1,45	394	525	657	868	
2.000	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	-0,03	0,03	0,03	- 1,42	273	419	566	800	
2.100	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	-0,03	0,03	0,03	- 1,22	117	227	336	511	
2.200	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	-0,03	0,03	0,03	- 1,24	97	226	354	559	
2.300	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,03	-0,03	0,03	0,03	- 1,10	71	40	150	327	
2.400	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,03	-0,03	0,04	0,04	- 1,11	144	24	96	288	
2.500	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	-0,03	0,04	0,04	- 1,08	204	94	15	190	
2.600	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,03	-0,04	0,04	0,04	- 0,91	517	392	267	68	
2.700	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,03	-0,04	0,04	0,04	- 0,90	439	334	230	63	
2.800	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,03	-0,04	0,04	0,04	- 0,90	461	355	250	80	
2.900	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,04	-0,04	0,04	0,04	- 0,91	606	468	330	110	
3.000	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,04	-0,04	0,05	0,05	- 0,79	936	799	662	443	

Caso 3		R\$ mil			
Bônus	Expfin	CVaR _{expfin} 95%	NoPR	Prob de vencer	weighted CVaR
0	2.872	3.126	6,94	0%	269
100	2.988	3.225	6,25	10%	343
200	3.075	3.327	6,30	18%	429
300	3.174	3.426	4,46	26%	576
400	3.267	3.524	3,83	33%	672
500	3.363	3.621	4,08	39%	707
600	3.473	3.724	3,69	45%	804
700	3.567	3.824	3,07	50%	912
800	3.682	3.925	2,57	55%	1.072
900	3.781	4.021	2,25	59%	1.165
1.000	3.880	4.127	2,18	63%	1.223
1.100	3.975	4.226	2,34	67%	1.249
1.200	4.064	4.323	2,08	70%	1.387
1.300	4.163	4.428	1,75	73%	1.503
1.400	4.279	4.525	1,48	75%	1.597
1.500	4.373	4.624	1,64	78%	1.662
1.600	4.481	4.721	1,49	80%	1.877
1.700	4.570	4.824	1,30	82%	1.926
1.800	4.671	4.928	1,07	83%	2.071
1.900	4.770	5.028	1,16	85%	2.050
2.000	4.869	5.125	1,00	86%	2.200
2.100	4.960	5.223	0,95	88%	2.338
2.200	5.068	5.326	0,91	89%	2.349
2.300	5.172	5.421	0,83	90%	2.576
2.400	5.284	5.528	0,75	91%	2.634
2.500	5.355	5.623	0,71	92%	2.637
2.600	5.480	5.726	0,57	93%	2.886
2.700	5.571	5.826	0,64	93%	2.892
2.800	5.671	5.926	0,63	94%	3.003
2.900	5.760	6.024	0,52	94%	3.034
3.000	5.886	6.124	0,39	95%	3.311

Caso 4													
Bônus	VPL _{esperado}	Desvpad	CVaR99%	CVaR95%	CVaR90%	CVaR80%	CVaR 70%	CVaR60%	CVaR50%	M-wCVaR _α (λ= 0)	M-wCVaR _α (λ= 0,25)	M-wCVaR _α (λ= 0,5)	M-wCVaR _α (λ= 0,9)
0	2.365	1.974	- 1.168	- 805	- 541	- 160	- 185	- 496	- 786	2.365	1.731	1.096	81
100	2.431	2.143	- 1.163	- 821	- 553	- 155	- 171	- 467	- 759	2.431	1.777	1.123	77
200	2.383	2.147	- 1.273	- 885	- 630	- 228	- 91	- 397	- 699	2.383	1.722	1.061	3
300	1.994	2.057	- 1.427	- 1.063	- 839	- 501	- 216	- 66	- 353	1.994	1.366	738	- 267
400	2.026	2.125	- 1.620	- 1.200	- 898	- 503	- 188	- 91	- 383	2.026	1.379	732	- 303
500	1.863	2.005	- 1.689	- 1.281	- 1.033	- 669	- 360	- 62	- 234	1.863	1.224	584	- 439
600	1.729	2.090	- 1.705	- 1.339	- 1.100	- 769	- 487	- 194	- 73	1.729	1.099	470	- 537
700	1.717	2.060	- 1.896	- 1.490	- 1.215	- 797	- 495	- 216	- 62	1.717	1.072	427	- 606
800	1.603	2.035	- 1.920	- 1.545	- 1.306	- 939	- 634	- 322	- 28	1.603	963	323	- 700
900	1.465	1.963	- 2.040	- 1.658	- 1.398	- 1.008	- 682	- 382	- 104	1.465	839	213	- 789
1.000	1.480	2.044	- 2.102	- 1.688	- 1.439	- 1.107	- 806	- 495	- 185	1.480	831	181	- 858
1.100	1.236	2.092	- 2.408	- 2.028	- 1.709	- 1.332	- 1.023	- 734	- 447	1.236	581	74	- 1.121
1.200	1.086	2.012	- 2.388	- 2.013	- 1.743	- 1.353	- 1.051	- 779	- 512	1.086	463	160	- 1.156
1.300	1.099	2.099	- 2.534	- 2.132	- 1.879	- 1.518	- 1.188	- 863	- 562	1.099	443	213	- 1.263
1.400	1.075	2.090	- 2.570	- 2.044	- 1.780	- 1.411	- 1.113	- 834	- 551	1.075	438	198	- 1.217
1.500	986	2.005	- 2.632	- 2.269	- 1.954	- 1.554	- 1.188	- 877	- 593	986	344	298	- 1.324
1.600	793	2.121	- 2.715	- 2.403	- 2.104	- 1.748	- 1.440	- 1.147	- 864	793	151	491	- 1.518
1.700	813	2.075	- 2.777	- 2.344	- 2.085	- 1.704	- 1.412	- 1.128	- 851	813	170	472	- 1.500
1.800	641	2.046	- 3.042	- 2.571	- 2.307	- 1.934	- 1.606	- 1.303	- 1.006	641	11	663	- 1.706
1.900	492	1.982	- 2.993	- 2.615	- 2.385	- 2.009	- 1.682	- 1.386	- 1.102	492	137	766	- 1.773
2.000	338	2.031	- 3.173	- 2.803	- 2.519	- 2.138	- 1.821	- 1.532	- 1.262	338	291	920	- 1.927
2.100	351	2.057	- 3.136	- 2.735	- 2.490	- 2.131	- 1.812	- 1.538	- 1.274	351	276	904	- 1.908
2.200	77	1.962	- 3.321	- 2.948	- 2.704	- 2.354	- 2.037	- 1.765	- 1.495	77	536	1.149	- 2.130
2.300	171	2.031	- 3.406	- 3.014	- 2.734	- 2.351	- 2.038	- 1.742	- 1.458	171	469	1.110	- 2.135
2.400	40	2.003	- 3.591	- 3.133	- 2.888	- 2.535	- 2.224	- 1.938	- 1.655	40	672	1.303	- 2.314
2.500	166	1.997	- 3.662	- 3.271	- 3.002	- 2.642	- 2.338	- 2.054	- 1.777	166	794	1.422	- 2.427
2.600	220	1.967	- 3.762	- 3.381	- 3.090	- 2.686	- 2.357	- 2.075	- 1.806	220	849	1.478	- 2.485
2.700	211	1.978	- 3.901	- 3.419	- 3.111	- 2.698	- 2.377	- 2.065	- 1.780	211	849	1.488	- 2.509
2.800	350	2.065	- 4.009	- 3.609	- 3.327	- 2.939	- 2.616	- 2.307	- 2.010	350	1.006	1.662	- 2.711
2.900	491	2.097	- 3.889	- 3.562	- 3.327	- 2.970	- 2.686	- 2.414	- 2.142	491	1.118	1.745	- 2.748
3.000	558	2.057	- 4.292	- 3.826	- 3.502	- 3.083	- 2.774	- 2.488	- 2.203	558	1.210	1.862	- 2.906

Caso 4													
Bônus	$\beta(\alpha=99\%)$	$\beta(\alpha=95\%)$	$\beta(\alpha=90\%)$	$\beta(\alpha=80\%)$	$\beta(\alpha=70\%)$	$\beta(\alpha=60\%)$	$\beta(\alpha=50\%)$	Ω (VPL = 0)	M-wCVaR $_{\alpha}^{+}$ ($\lambda= 0$)	M-wCVaR $_{\alpha}^{+}$ ($\lambda= 0,25$)	M-wCVaR $_{\alpha}^{+}$ ($\lambda= 0,5$)	M-wCVaR $_{\alpha}^{+}$ ($\lambda= 0,9$)	
0	- 0,13	- 0,11	- 0,09	- 0,03	0,04	0,12	0,20	- 5,92	2.365	2.476	2.587	2.765	
100	- 0,05	- 0,05	- 0,04	- 0,01	0,02	0,05	0,09	- 5,41	2.431	2.590	2.749	3.003	
200	- 0,04	- 0,04	- 0,03	- 0,01	0,01	0,03	0,06	- 5,25	2.383	2.534	2.685	2.926	
300	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,02	-0,01	0,00	0,02	- 4,43	1.994	2.140	2.286	2.519	
400	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,02	-0,01	0,00	0,02	- 4,11	2.026	2.197	2.368	2.642	
500	- 0,03	- 0,03	- 0,03	- 0,02	-0,01	0,00	0,01	- 3,75	1.863	1.970	2.077	2.249	
600	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,02	-0,02	0,01	0,00	- 3,74	1.729	1.883	2.036	2.282	
700	- 0,02	- 0,03	- 0,02	- 0,02	-0,01	0,01	0,00	- 3,39	1.717	1.845	1.972	2.176	
800	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,01	0,00	- 3,22	1.603	1.725	1.847	2.042	
900	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,01	0,00	- 2,77	1.465	1.578	1.690	1.871	
1.000	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,01	0,01	- 2,72	1.480	1.586	1.692	1.862	
1.100	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,02	-0,02	0,02	0,01	- 2,44	1.236	1.365	1.494	1.701	
1.200	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,02	0,01	- 2,27	1.086	1.223	1.359	1.578	
1.300	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,02	0,01	- 1,96	1.099	1.227	1.356	1.562	
1.400	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,02	0,01	- 2,27	1.075	1.230	1.385	1.632	
1.500	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,02	0,01	- 1,91	986	1.111	1.236	1.436	
1.600	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,02	0,02	- 1,85	793	954	1.115	1.372	
1.700	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,02	0,02	- 1,89	813	935	1.058	1.254	
1.800	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,02	-0,02	0,02	0,02	- 1,59	641	752	863	1.040	
1.900	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,03	-0,02	0,02	0,02	- 1,51	492	601	709	883	
2.000	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,03	-0,03	0,03	0,02	- 1,49	338	479	620	845	
2.100	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,03	-0,03	0,03	0,02	- 1,50	351	495	640	870	
2.200	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	-0,03	0,03	0,03	- 1,30	77	192	307	492	
2.300	- 0,02	- 0,02	- 0,02	- 0,03	-0,03	0,03	0,03	- 1,27	171	293	415	611	
2.400	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	-0,03	0,03	0,03	- 1,18	40	76	192	379	
2.500	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	-0,03	0,03	0,03	- 1,08	166	49	68	254	
2.600	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	-0,03	0,03	0,03	- 1,03	220	110	0	176	
2.700	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	-0,03	0,03	0,03	- 1,08	211	103	6	179	
2.800	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	-0,03	0,03	0,04	- 0,95	350	235	120	64	
2.900	- 0,02	- 0,02	- 0,03	- 0,03	-0,03	0,04	0,04	- 1,01	491	326	161	103	
3.000	- 0,02	- 0,03	- 0,03	- 0,03	-0,03	0,04	0,04	- 0,94	558	438	319	127	

Caso 4		Caso 4				
Bônus	Expfin	CVaR _{expfin 5%}	NoPR	Prob de vencer	weighted CVaR	
0	- 2.684	- 3.095	7,40	0%	- 172	
100	- 2.748	- 3.196	8,26	10%	- 185	
200	- 2.847	- 3.296	7,26	18%	- 261	
300	- 2.984	- 3.398	4,65	26%	- 518	
400	- 3.064	- 3.507	4,99	33%	- 562	
500	- 3.187	- 3.603	3,98	39%	- 694	
600	- 3.298	- 3.701	3,20	45%	- 789	
700	- 3.367	- 3.801	3,44	50%	- 864	
800	- 3.478	- 3.899	2,83	55%	- 956	
900	- 3.572	- 3.993	2,88	59%	- 1.039	
1000	- 3.656	- 4.101	2,60	63%	- 1.117	
1.100	- 3.772	- 4.200	2,05	67%	- 1.383	
1.200	- 3.892	- 4.303	1,93	70%	- 1.406	
1.300	- 3.964	- 4.404	2,07	73%	- 1.525	
1.400	- 4.086	- 4.504	1,83	75%	- 1.472	
1.500	- 4.178	- 4.596	1,96	78%	- 1.581	
1.600	- 4.266	- 4.695	1,48	80%	- 1.775	
1.700	- 4.374	- 4.798	1,48	82%	- 1.757	
1.800	- 4.472	- 4.902	1,40	83%	- 1.967	
1.900	- 4.581	- 4.996	1,24	85%	- 2.025	
2.000	- 4.703	- 5.097	1,03	86%	- 2.178	
2.100	- 4.775	- 5.192	1,04	88%	- 2.159	
2.200	- 4.870	- 5.291	0,85	89%	- 2.375	
2.300	- 4.961	- 5.399	0,97	90%	- 2.392	
2.400	- 5.076	- 5.490	0,81	91%	- 2.566	
2.500	- 5.168	- 5.603	0,76	92%	- 2.678	
2.600	- 5.287	- 5.683	0,74	93%	- 2.737	
2.700	- 5.380	- 5.798	0,71	93%	- 2.764	
2.800	- 5.464	- 5.901	0,69	94%	- 2.974	
2.900	- 5.559	- 5.992	0,56	94%	- 2.999	
3.000	- 5.693	- 6.097	0,55	95%	- 3.167	

8.3 Tabelas dos Resultados do Regime Fiscal de Partilha de Produção

Caso 1													
EOU _{ofertado}	VPL _{esperado}	Desvp _d	CVaR99%	CVaR95%	CVaR90%	CVaR80%	CVaR70%	CVaR60%	CVaR50%	M-wCVaR _d ⁻ (λ= 0)	M-wCVaR _d ⁻ (λ= 0,25)	M-wCVaR _d ⁻ (λ= 0,5)	M-wCVaR _d ⁻ (λ= 0,9)
0%	2.483	2.772	- 1.910	- 1.472	- 1.198	- 830	- 482	- 118	257	2.483	1.657	830	492
2%	2.411	2.801	- 1.763	- 1.387	- 1.107	- 757	- 446	- 120	222	2.411	1.617	823	448
4%	2.172	2.462	- 1.977	- 1.484	- 1.204	- 826	- 481	- 150	198	2.172	1.417	663	545
6%	2.369	2.605	- 1.684	- 1.368	- 1.124	- 762	- 455	- 118	243	2.369	1.588	808	440
8%	2.222	2.566	- 1.865	- 1.493	- 1.230	- 870	- 546	- 195	153	2.222	1.451	679	555
10%	2.092	2.484	- 1.900	- 1.517	- 1.283	- 884	- 537	- 217	115	2.092	1.347	602	591
12%	1.864	2.295	- 1.789	- 1.481	- 1.259	- 925	- 621	- 318	10	1.864	1.170	476	634
14%	1.994	2.478	- 1.727	- 1.457	- 1.254	- 927	- 598	- 282	48	1.994	1.274	554	597
16%	1.691	2.205	- 1.843	- 1.497	- 1.263	- 947	- 660	- 372	60	1.691	1.031	371	685
18%	1.707	2.217	- 1.851	- 1.520	- 1.297	- 959	- 652	- 363	61	1.707	1.041	375	691
20%	1.695	2.303	- 2.077	- 1.668	- 1.422	- 1.045	- 721	- 429	135	1.695	1.003	312	794
22%	1.570	2.067	- 1.959	- 1.592	- 1.330	- 979	- 687	- 409	112	1.570	925	280	752
24%	1.471	2.019	- 1.863	- 1.537	- 1.310	- 970	- 692	- 432	158	1.471	854	238	748
26%	1.316	2.034	- 1.984	- 1.605	- 1.401	- 1.120	- 842	- 585	316	1.316	707	97	878
28%	1.244	1.951	- 1.950	- 1.557	- 1.350	- 1.056	- 794	- 565	311	1.244	662	81	851
30%	1.212	1.912	- 1.723	- 1.487	- 1.311	- 1.047	- 802	- 546	289	1.212	652	91	805
32%	1.091	1.808	- 1.967	- 1.579	- 1.348	- 1.072	- 848	- 608	364	1.091	540	11	892
34%	1.014	1.793	- 1.965	- 1.594	- 1.407	- 1.138	- 913	- 687	431	1.014	470	74	944
36%	899	1.732	- 1.945	- 1.623	- 1.422	- 1.158	- 935	- 721	493	899	378	143	977
38%	820	1.680	- 1.814	- 1.578	- 1.413	- 1.181	- 965	- 749	526	820	321	178	976
40%	753	1.663	- 2.025	- 1.714	- 1.513	- 1.229	- 996	- 777	561	753	250	253	1.058
42%	656	1.555	- 2.013	- 1.677	- 1.467	- 1.208	- 987	- 783	574	656	181	294	1.054
44%	570	1.460	- 1.925	- 1.671	- 1.476	- 1.227	- 1.023	- 816	611	570	115	340	1.068
46%	413	1.411	- 2.023	- 1.683	- 1.524	- 1.314	- 1.112	- 916	718	413	22	457	1.153
48%	304	1.389	- 1.983	- 1.768	- 1.598	- 1.366	- 1.172	- 995	811	304	118	540	1.216
50%	363	1.343	- 2.033	- 1.713	- 1.540	- 1.305	- 1.099	- 903	708	363	60	483	1.159
52%	259	1.288	- 2.077	- 1.772	- 1.574	- 1.347	- 1.155	- 966	775	259	151	561	1.217
54%	170	1.214	- 1.910	- 1.673	- 1.521	- 1.327	- 1.139	- 963	797	170	206	581	1.183
56%	118	1.164	- 1.933	- 1.675	- 1.525	- 1.316	- 1.145	- 976	806	118	246	611	1.194
58%	13	1.100	- 1.995	- 1.736	- 1.591	- 1.390	- 1.221	- 1.055	893	13	362	712	1.272
60%	74	1.063	- 1.992	- 1.726	- 1.572	- 1.387	- 1.240	- 1.087	937	74	410	747	1.286
62%	235	999	- 2.197	- 1.825	- 1.654	- 1.462	- 1.306	- 1.163	1.019	235	556	877	1.390
64%	320	931	- 2.053	- 1.800	- 1.674	- 1.494	- 1.343	- 1.209	1.075	320	620	920	1.401
66%	379	911	- 2.043	- 1.789	- 1.671	- 1.505	- 1.367	- 1.236	1.110	379	668	956	1.416
68%	434	806	- 2.067	- 1.795	- 1.651	- 1.477	- 1.333	- 1.204	1.082	434	704	975	1.407
70%	551	766	- 2.097	- 1.836	- 1.708	- 1.534	- 1.399	- 1.278	1.166	551	807	1.063	1.472
72%	637	711	- 2.162	- 1.852	- 1.703	- 1.537	- 1.412	- 1.309	1.207	637	877	1.117	1.501
74%	697	701	- 2.189	- 1.916	- 1.781	- 1.601	- 1.471	- 1.358	1.255	697	936	1.175	1.557
76%	814	636	- 2.293	- 1.913	- 1.778	- 1.631	- 1.516	- 1.413	1.319	814	1.034	1.254	1.607
78%	880	569	- 2.220	- 1.931	- 1.800	- 1.648	- 1.530	- 1.431	1.339	880	1.085	1.290	1.618
80%	954	532	- 2.177	- 1.928	- 1.807	- 1.667	- 1.564	- 1.472	1.387	954	1.144	1.334	1.639
82%	1.050	465	- 2.213	- 1.952	- 1.823	- 1.685	- 1.586	- 1.501	1.424	1.050	1.222	1.395	1.671
84%	1.133	417	- 2.317	- 1.936	- 1.816	- 1.693	- 1.608	- 1.534	1.464	1.133	1.292	1.450	1.704
86%	1.215	360	- 2.140	- 1.922	- 1.831	- 1.720	- 1.635	- 1.564	1.501	1.215	1.351	1.487	1.704
88%	1.314	329	- 2.322	- 2.061	- 1.927	- 1.789	- 1.703	- 1.634	1.574	1.314	1.450	1.586	1.804
90%	1.373	255	- 2.123	- 1.942	- 1.846	- 1.750	- 1.683	- 1.627	1.578	1.373	1.478	1.583	1.751

Caso 1													
EOU ofertado	$\beta(\alpha=99\%)$	$\beta(\alpha=95\%)$	$\beta(\alpha=90\%)$	$\beta(\alpha=80\%)$	$\beta(\alpha=70\%)$	$\beta(\alpha=60\%)$	$\beta(\alpha=50\%)$	Ω (VPL = 0)	M-wCVar R_{u^+} ($\lambda=0$)	M-wCVar R_{u^+} ($\lambda=0,25$)	M-wCVar R_{u^+} ($\lambda=0,5$)	M-wCVar R_{u^+} ($\lambda=0,9$)	
0%	0,17	0,16	0,15	0,12	0,08	0,02	0,05	4,48	2.483	2.675	2.867	3.175	
2%	0,07	0,07	0,07	0,06	0,04	0,01	0,02	4,87	2.411	2.659	2.907	3.304	
4%	0,06	0,06	0,05	0,04	0,03	0,01	0,02	3,89	2.172	2.335	2.497	2.758	
6%	0,04	0,04	0,04	0,03	0,02	0,01	0,01	4,69	2.369	2.545	2.721	3.003	
8%	0,03	0,04	0,03	0,03	0,02	0,01	0,01	4,09	2.222	2.397	2.573	2.853	
10%	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,01	0,00	3,65	2.092	2.260	2.427	2.695	
12%	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01	0,00	3,65	1.864	2.011	2.157	2.392	
14%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,00	3,59	1.994	2.199	2.404	2.731	
16%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,00	3,36	1.691	1.855	2.019	2.282	
18%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,00	3,30	1.707	1.866	2.024	2.278	
20%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,00	3,12	1.695	1.868	2.041	2.317	
22%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,00	3,12	1.570	1.694	1.819	2.019	
24%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,00	3,22	1.471	1.607	1.743	1.961	
26%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	2,76	1.316	1.459	1.602	1.831	
28%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	3,08	1.244	1.393	1.542	1.781	
30%	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	2,73	1.212	1.371	1.530	1.784	
32%	0,01	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	2,60	1.091	1.213	1.336	1.532	
34%	0,01	0,01	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	2,55	1.014	1.135	1.255	1.447	
36%	0,01	0,01	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	2,37	899	1.018	1.137	1.327	
38%	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	2,21	820	937	1.055	1.243	
40%	0,01	0,01	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	2,08	753	873	993	1.185	
42%	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	1,98	656	760	864	1.030	
44%	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	1,81	570	662	754	901	
46%	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,01	0,01	1,65	413	501	589	730	
48%	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	1,51	304	400	496	649	
50%	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,01	0,01	1,52	363	438	514	636	
52%	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,01	0,01	1,40	259	330	401	515	
54%	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,01	0,01	1,36	170	246	323	445	
56%	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,01	0,01	1,26	118	193	268	387	
58%	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	1,10	13	54	120	226	
60%	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	1,07	74	15	45	139	
62%	0	0	0	0	0	0	0	1	235	172	109	8	
64%	0	0	0	0	0	0	0	1	320	269	219	139	
66%	0	0	0	0	0	0	0	1	379	327	274	190	
68%	0	0	0	0	0	0	0	1	434	398	361	303	
70%	0	0	0	0	0	0	0	1	551	518	486	433	
72%	0	0	0	0	0	0	0	1	637	605	572	521	
74%	0	0	0	0	0	0	0	1	697	667	637	588	
76%	0	0	0	0	0	0	0	0	814	789	764	725	
78%	0	0	0	0	0	0	0	0	880	868	855	835	
80%	0	0	0	0	0	0	0	0	954	944	933	916	
82%	0	0	0	0	0	0	0	0	1.050	1.042	1.035	1.024	
84%	0	0	0	0	0	0	0	0	1.133	1.128	1.123	1.116	
86%	0	0	0	0	0	0	0	0	1.215	1.211	1.208	1.202	
88%	0	0	0	0	0	0	0	NaN	1.314	1.322	1.331	1.344	
90%	0	0	0	0	0	0	0	NaN	1.373	1.381	1.388	1.400	

Caso 1		2021			
EO ofertado	Expfin	CVaR _{expfin@5%}	NoPR	Prob de vencer	weighted CVaR
0%	2.776	3.542	3,52	0%	822
2%	2.764	3.559	3,42	6%	765
4%	2.819	3.551	3,61	11%	846
6%	2.745	3.530	3,50	16%	753
8%	2.790	3.537	3,29	21%	864
10%	2.773	3.551	3,48	26%	889
12%	2.849	3.544	2,92	30%	912
14%	2.791	3.542	3,20	34%	885
16%	2.889	3.558	2,80	38%	949
18%	2.818	3.544	2,88	42%	958
20%	2.794	3.542	2,79	45%	1.071
22%	2.852	3.544	2,73	48%	1.010
24%	2.840	3.536	2,51	51%	994
26%	2.850	3.552	2,25	54%	1.122
28%	2.913	3.559	2,01	57%	1.083
30%	2.876	3.541	2,21	59%	1.029
32%	2.858	3.533	2,01	62%	1.112
34%	2.894	3.559	1,80	64%	1.162
36%	2.861	3.539	1,72	66%	1.185
38%	2.871	3.550	1,68	68%	1.175
40%	2.921	3.554	1,65	70%	1.259
42%	2.908	3.547	1,56	72%	1.244
44%	2.920	3.553	1,52	73%	1.250
46%	2.911	3.559	1,29	75%	1.327
48%	2.905	3.550	1,16	76%	1.385
50%	2.882	3.546	1,31	78%	1.329
52%	2.903	3.556	1,19	79%	1.381
54%	2.908	3.542	1,05	80%	1.333
56%	2.910	3.550	1,02	81%	1.340
58%	2.930	3.554	0,88	82%	1.411
60%	2.920	3.548	0,79	83%	1.420
62%	2.932	3.540	0,61	84%	1.518
64%	2.948	3.551	0,56	85%	1.521
66%	2.950	3.553	0,47	86%	1.532
68%	2.947	3.556	0,39	87%	1.516
70%	2.960	3.547	0,30	88%	1.574
72%	2.960	3.550	0,22	88%	1.597
74%	2.981	3.552	0,18	89%	1.653
76%	2.987	3.563	0,12	90%	1.695
78%	2.970	3.537	0,06	90%	1.700
80%	2.995	3.561	0,05	91%	1.715
82%	3.000	3.552	0,02	91%	1.740
84%	3.001	3.552	0,01	92%	1.767
86%	2.992	3.559	0,00	92%	1.759
88%	3.015	3.566	0,00	93%	1.858
90%	2.996	3.550	0,00	93%	1.793

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 2012266/CA

Cas o 2													
EOU _{alterado}	VPL _{esperado}	Desvpad	CVa R99%	CVa R95%	CVa R90%	CVa R80%	CVa R70%	CVa R60%	CVa R50%	M-wCVaR _α ⁻ (λ= 0)	M-wCVaR _α ⁻ (λ= 0,25)	M-wCVaR _α ⁻ (λ= 0,5)	M-wCVaR _α ⁻ (λ= 0,9)
0%	2.341	2.601	- 1.831	- 1.480	- 1.219	- 789	- 435	- 80	271	2.341	1.557	773	481
2%	2.198	2.592	- 1.914	- 1.551	- 1.290	- 957	- 637	- 312	56	2.198	1.413	627	629
4%	2.079	2.623	- 2.079	- 1.635	- 1.362	- 979	- 658	- 329	3	2.079	1.308	537	697
6%	2.002	2.536	- 1.837	- 1.567	- 1.323	- 970	- 648	- 338	20	2.002	1.262	522	662
8%	1.835	2.444	- 1.980	- 1.616	- 1.377	- 1.062	- 756	- 435	106	1.835	1.114	394	759
10%	1.932	2.371	- 1.944	- 1.595	- 1.352	- 989	- 660	- 316	29	1.932	1.205	478	685
12%	1.706	2.230	- 1.981	- 1.578	- 1.341	- 1.015	- 702	- 397	97	1.706	1.026	345	744
14%	1.661	2.256	- 1.878	- 1.586	- 1.358	- 1.004	- 711	- 431	141	1.661	992	323	748
16%	1.488	2.290	- 2.084	- 1.670	- 1.438	- 1.139	- 854	- 578	300	1.488	828	168	888
18%	1.547	2.125	- 1.941	- 1.547	- 1.335	- 1.012	- 732	- 451	157	1.547	904	261	768
20%	1.410	2.009	- 1.917	- 1.643	- 1.415	- 1.070	- 772	- 496	214	1.410	788	167	827
22%	1.365	2.029	- 2.115	- 1.719	- 1.470	- 1.141	- 836	- 547	262	1.365	735	105	904
24%	1.154	1.927	- 1.939	- 1.658	- 1.445	- 1.164	- 905	- 641	383	1.154	575	4	931
26%	1.176	1.901	- 1.919	- 1.625	- 1.395	- 1.091	- 839	- 599	346	1.176	603	30	887
28%	1.018	1.784	- 2.007	- 1.702	- 1.476	- 1.187	- 938	- 683	427	1.018	463	92	981
30%	962	1.784	- 2.107	- 1.734	- 1.521	- 1.241	- 990	- 739	478	962	407	148	1.036
32%	984	1.790	- 1.993	- 1.724	- 1.525	- 1.209	- 947	- 710	465	984	432	120	1.004
34%	937	1.775	- 1.950	- 1.700	- 1.497	- 1.208	- 964	- 729	491	937	398	141	1.004
36%	797	1.614	- 1.980	- 1.711	- 1.509	- 1.198	- 954	- 732	508	797	291	215	1.025
38%	613	1.555	- 2.043	- 1.716	- 1.523	- 1.246	- 1.023	- 812	602	613	140	334	1.091
40%	616	1.547	- 1.842	- 1.647	- 1.485	- 1.237	- 1.029	- 828	622	616	152	313	1.056
42%	510	1.507	- 1.977	- 1.691	- 1.525	- 1.290	- 1.077	- 883	686	510	57	397	1.123
44%	434	1.437	- 1.975	- 1.703	- 1.532	- 1.305	- 1.108	- 912	718	434	5	444	1.146
46%	359	1.473	- 2.106	- 1.828	- 1.638	- 1.389	- 1.187	- 1.005	813	359	87	532	1.246
48%	294	1.422	- 2.165	- 1.785	- 1.602	- 1.378	- 1.193	- 1.009	825	294	135	564	1.251
50%	181	1.297	- 2.074	- 1.802	- 1.628	- 1.427	- 1.243	- 1.054	866	181	225	630	1.280
52%	151	1.289	- 2.167	- 1.806	- 1.658	- 1.440	- 1.255	- 1.075	886	151	254	659	1.308
54%	1	1.167	- 1.992	- 1.794	- 1.634	- 1.420	- 1.254	- 1.093	937	1	360	722	1.301
56%	63	1.200	- 2.116	- 1.837	- 1.697	- 1.514	- 1.346	- 1.191	1.029	63	431	798	1.386
58%	110	1.088	- 2.038	- 1.789	- 1.656	- 1.459	- 1.293	- 1.141	982	110	452	795	1.343
60%	215	1.045	- 2.056	- 1.797	- 1.657	- 1.477	- 1.331	- 1.194	1.052	215	538	862	1.380
62%	284	960	- 2.102	- 1.835	- 1.693	- 1.503	- 1.361	- 1.225	1.075	284	599	913	1.416
64%	364	925	- 2.166	- 1.841	- 1.700	- 1.523	- 1.374	- 1.242	1.102	364	664	964	1.444
66%	439	879	- 2.164	- 1.895	- 1.751	- 1.569	- 1.425	- 1.289	1.153	439	731	1.023	1.490
68%	548	816	- 2.052	- 1.882	- 1.749	- 1.588	- 1.453	- 1.328	1.210	548	813	1.078	1.503
70%	670	730	- 2.103	- 1.891	- 1.775	- 1.624	- 1.496	- 1.373	1.257	670	914	1.158	1.548
72%	717	740	- 2.179	- 1.942	- 1.804	- 1.646	- 1.522	- 1.407	1.299	717	959	1.201	1.589
74%	822	649	- 2.325	- 1.982	- 1.839	- 1.674	- 1.557	- 1.452	1.350	822	1.051	1.281	1.648
76%	891	614	- 2.287	- 1.970	- 1.845	- 1.703	- 1.593	- 1.493	1.395	891	1.107	1.323	1.669
78%	935	577	- 2.159	- 1.952	- 1.841	- 1.701	- 1.590	- 1.492	1.400	935	1.135	1.334	1.654
80%	1.035	520	- 2.207	- 1.980	- 1.872	- 1.729	- 1.622	- 1.530	1.446	1.035	1.219	1.403	1.696
82%	1.122	442	- 2.317	- 2.001	- 1.872	- 1.734	- 1.639	- 1.554	1.480	1.122	1.291	1.461	1.732
84%	1.214	423	- 2.290	- 2.034	- 1.922	- 1.791	- 1.698	- 1.619	1.550	1.214	1.371	1.529	1.780
86%	1.307	356	- 2.343	- 2.064	- 1.939	- 1.810	- 1.725	- 1.652	1.591	1.307	1.449	1.591	1.818
88%	1.368	332	- 2.447	- 2.087	- 1.969	- 1.843	- 1.758	- 1.688	1.628	1.368	1.505	1.643	1.862
90%	1.457	271	- 2.411	- 2.103	- 1.982	- 1.859	- 1.778	- 1.718	1.667	1.457	1.576	1.694	1.884

Caso 2													
EO _{U_{ate} rata do}	$\beta(\alpha=99\%)$	$\beta(\alpha=95\%)$	$\beta(\alpha=90\%)$	$\beta(\alpha=80\%)$	$\beta(\alpha=70\%)$	$\beta(\alpha=60\%)$	$\beta(\alpha=50\%)$	Ω (VPL = 0)	M-wCVaR _{α} ⁺ ($\lambda = 0$)	M-wCVaR _{α} ⁺ ($\lambda = 0,25$)	M-wCVaR _{α} ⁺ ($\lambda = 0,5$)	M-wCVaR _{α} ⁺ ($\lambda = 0,9$)	
0%	0,17	0,17	0,16	0,13	0,08	0,02	0,06	3,93	2.341	2.521	2.702	2.990	
2%	0,09	0,10	0,09	0,08	0,06	0,03	0,01	4,11	2.198	2.355	2.512	2.764	
4%	0,07	0,07	0,06	0,05	0,04	0,02	0,00	3,86	2.079	2.283	2.487	2.814	
6%	0,04	0,05	0,05	0,04	0,03	0,02	0,00	3,72	2.002	2.197	2.392	2.704	
8%	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,02	0,01	3,38	1.835	2.021	2.206	2.503	
10%	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,01	0,00	3,56	1.932	2.082	2.233	2.473	
12%	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,01	0,00	3,12	1.706	1.850	1.994	2.225	
14%	0,02	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01	0,00	3,42	1.661	1.831	2.002	2.274	
16%	0,02	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,01	2,87	1.488	1.688	1.889	2.210	
18%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,00	3,08	1.547	1.692	1.837	2.070	
20%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	2,88	1.410	1.535	1.659	1.859	
22%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	2,65	1.365	1.498	1.631	1.844	
24%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	2,44	1.154	1.294	1.435	1.660	
26%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	2,69	1.176	1.317	1.457	1.683	
28%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	2,31	1.018	1.121	1.224	1.388	
30%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	2,22	962	1.071	1.179	1.353	
32%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	2,34	984	1.100	1.217	1.403	
34%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	2,29	937	1.049	1.161	1.341	
36%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	2,15	797	893	989	1.143	
38%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	1,88	613	726	839	1.020	
40%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	1,97	616	727	839	1.017	
42%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	1,85	510	620	730	907	
44%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	1,69	434	529	624	777	
46%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,60	359	472	584	765	
48%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,53	294	406	518	697	
50%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,29	181	261	341	468	
52%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,25	151	234	316	449	
54%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,27	1	70	138	248	
56%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,12	63	18	98	227	
58%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,00	110	45	19	122	
60%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,92	215	145	74	38	
62%	0	0	0	0	0	0	0	1	284	241	199	131	
64%	0	0	0	0	0	0	0	1	364	311	258	173	
66%	0	0	0	0	0	0	0	1	439	404	368	311	
68%	0	0	0	0	0	0	0	1	548	506	464	396	
70%	0	0	0	0	0	0	0	1	670	640	609	560	
72%	0	0	0	0	0	0	0	1	717	674	631	562	
74%	0	0	0	0	0	0	0	0	822	806	790	764	
76%	0	0	0	0	0	0	0	0	891	874	856	828	
78%	0	0	0	0	0	0	0	0	935	914	894	860	
80%	0	0	0	0	0	0	0	0	1.035	1.017	999	970	
82%	0	0	0	0	0	0	0	0	1.122	1.123	1.124	1.125	
84%	0	0	0	0	0	0	0	0	1.214	1.207	1.199	1.187	
86%	0	0	0	0	0	0	0	NaN	1.307	1.310	1.313	1.318	
88%	0	0	0	0	0	0	0	NaN	1.368	1.374	1.381	1.391	
90%	0	0	0	0	0	0	0	NaN	1.457	1.470	1.484	1.505	

Caso 2		10/100			
EOu ofertado	Expfin	CVaR _{expfin} 95%	NoPR	Prob de vencer	weighted CVaR
0%	- 3.184	- 3.601	4,03	0%	- 795
2%	- 3.216	- 3.602	2,94	6%	- 944
4%	- 3.211	- 3.602	2,91	11%	- 1.005
6%	- 3.206	- 3.595	2,94	16%	- 958
8%	- 3.228	- 3.601	2,66	21%	- 1.047
10%	- 3.208	- 3.607	2,92	26%	- 975
12%	- 3.210	- 3.605	2,86	30%	- 1.016
14%	- 3.209	- 3.606	2,56	34%	- 1.015
16%	- 3.214	- 3.600	2,37	38%	- 1.152
18%	- 3.205	- 3.605	2,60	42%	- 1.025
20%	- 3.224	- 3.594	2,46	45%	- 1.075
22%	- 3.210	- 3.602	2,42	48%	- 1.156
24%	- 3.210	- 3.598	2,14	51%	- 1.162
26%	- 3.204	- 3.604	2,10	54%	- 1.116
28%	- 3.197	- 3.604	1,98	57%	- 1.203
30%	- 3.229	- 3.607	1,88	59%	- 1.258
32%	- 3.217	- 3.603	1,88	62%	- 1.225
34%	- 3.211	- 3.604	1,81	64%	- 1.220
36%	- 3.217	- 3.597	1,72	66%	- 1.227
38%	- 3.238	- 3.605	1,54	68%	- 1.281
40%	- 3.226	- 3.603	1,45	70%	- 1.242
42%	- 3.245	- 3.604	1,32	72%	- 1.304
44%	- 3.218	- 3.602	1,29	73%	- 1.322
46%	- 3.226	- 3.602	1,17	75%	- 1.424
48%	- 3.232	- 3.607	1,12	76%	- 1.422
50%	- 3.229	- 3.601	1,10	78%	- 1.442
52%	- 3.219	- 3.601	1,07	79%	- 1.470
54%	- 3.243	- 3.608	0,79	80%	- 1.446
56%	- 3.228	- 3.603	0,79	81%	- 1.533
58%	- 3.239	- 3.603	0,78	82%	- 1.480
60%	- 3.238	- 3.603	0,66	83%	- 1.509
62%	- 3.240	- 3.604	0,64	84%	- 1.542
64%	- 3.222	- 3.600	0,49	85%	- 1.564
66%	- 3.231	- 3.607	0,42	86%	- 1.607
68%	- 3.244	- 3.601	0,33	87%	- 1.609
70%	- 3.264	- 3.605	0,20	88%	- 1.646
72%	- 3.240	- 3.607	0,19	88%	- 1.685
74%	- 3.233	- 3.602	0,13	89%	- 1.740
76%	- 3.253	- 3.606	0,07	90%	- 1.755
78%	- 3.240	- 3.605	0,06	90%	- 1.733
80%	- 3.227	- 3.606	0,03	91%	- 1.770
82%	- 3.240	- 3.601	0,00	91%	- 1.800
84%	- 3.246	- 3.601	0,01	92%	- 1.843
86%	- 3.245	- 3.603	0,00	92%	- 1.875
88%	- 3.216	- 3.605	0,00	93%	- 1.917
90%	- 3.244	- 3.605	0,00	93%	- 1.931

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 2012266/CA

Caso 3													
EOu ofertado	VPL _{esperado}	Desvpad	CVaR99%	CVaR95%	CVaR90%	CVaR80%	CVaR70%	CVaR60%	CVaR50%	M-wCVaR ₀ ⁻ (λ= 0)	M-wCVaR _{0,25} ⁻ (λ= 0,25)	M-wCVaR _{0,5} ⁻ (λ= 0,5)	M-wCVaR _{0,9} ⁻ (λ= 0,9)
0%	2.023	2.561	- 1.883	- 1.597	- 1.383	- 1.016	- 666	- 336	- 9	2.023	1.271	519	- 684
2%	1.878	2.534	- 2.041	- 1.663	- 1.428	- 1.054	- 733	- 437	- 128	1.878	1.141	404	- 774
4%	2.047	2.479	- 2.044	- 1.679	- 1.416	- 1.005	- 655	- 302	56	2.047	1.283	520	- 701
6%	1.797	2.298	- 1.925	- 1.590	- 1.350	- 991	- 698	- 404	- 86	1.797	1.096	395	- 726
8%	1.707	2.350	- 1.930	- 1.619	- 1.395	- 1.072	- 771	- 475	- 185	1.707	1.015	322	- 787
10%	1.735	2.266	- 1.987	- 1.583	- 1.346	- 1.006	- 715	- 408	- 89	1.735	1.046	358	- 744
12%	1.471	2.199	- 1.961	- 1.648	- 1.437	- 1.140	- 867	- 587	- 302	1.471	820	168	- 874
14%	1.481	2.123	- 1.951	- 1.638	- 1.431	- 1.101	- 819	- 555	- 253	1.481	834	187	- 848
16%	1.319	2.117	- 2.072	- 1.723	- 1.506	- 1.199	- 915	- 646	- 371	1.319	688	57	- 952
18%	1.329	2.162	- 2.008	- 1.648	- 1.455	- 1.158	- 883	- 620	- 359	1.329	706	84	- 913
20%	1.088	2.003	- 2.073	- 1.724	- 1.505	- 1.220	- 977	- 749	- 514	1.088	503	- 82	- 1.018
22%	1.168	1.979	- 2.038	- 1.709	- 1.505	- 1.194	- 926	- 674	- 420	1.168	574	- 20	- 972
24%	1.040	1.846	- 2.135	- 1.767	- 1.518	- 1.186	- 943	- 701	- 450	1.040	469	- 101	- 1.015
26%	1.061	1.880	- 1.928	- 1.682	- 1.515	- 1.223	- 962	- 703	- 426	1.061	494	- 72	- 979
28%	906	1.871	- 2.088	- 1.777	- 1.564	- 1.256	- 1.022	- 795	- 560	906	356	- 194	- 1.075
30%	845	1.685	- 1.942	- 1.691	- 1.504	- 1.205	- 972	- 749	- 521	845	327	- 191	- 1.019
32%	761	1.740	- 2.042	- 1.769	- 1.593	- 1.338	- 1.099	- 869	- 636	761	237	- 287	- 1.125
34%	644	1.605	- 2.045	- 1.742	- 1.575	- 1.308	- 1.089	- 881	- 660	644	151	- 342	- 1.131
36%	570	1.629	- 2.057	- 1.806	- 1.627	- 1.390	- 1.171	- 959	- 735	570	79	- 411	- 1.196
38%	532	1.572	- 2.132	- 1.828	- 1.647	- 1.373	- 1.147	- 942	- 740	532	49	- 435	- 1.208
40%	427	1.478	- 2.114	- 1.813	- 1.626	- 1.379	- 1.162	- 960	- 753	427	- 30	- 487	- 1.218
42%	387	1.402	- 2.105	- 1.803	- 1.639	- 1.383	- 1.168	- 956	- 747	387	- 60	- 506	- 1.221
44%	321	1.378	- 2.014	- 1.809	- 1.647	- 1.400	- 1.186	- 986	- 789	321	- 111	- 542	- 1.232
46%	158	1.395	- 2.199	- 1.875	- 1.705	- 1.485	- 1.307	- 1.133	- 945	158	- 262	- 682	- 1.353
48%	41	1.283	- 2.191	- 1.941	- 1.772	- 1.551	- 1.378	- 1.208	- 1.020	41	- 364	- 770	- 1.418
50%	40	1.254	- 2.217	- 1.914	- 1.740	- 1.508	- 1.328	- 1.157	- 980	40	- 357	- 755	- 1.390
52%	41	1.232	- 2.103	- 1.866	- 1.729	- 1.527	- 1.353	- 1.192	- 1.018	41	- 416	- 791	- 1.391
54%	123	1.119	- 2.063	- 1.839	- 1.707	- 1.519	- 1.355	- 1.196	- 1.033	123	- 475	- 827	- 1.390
56%	117	1.142	- 2.244	- 1.944	- 1.781	- 1.560	- 1.398	- 1.226	- 1.052	117	- 488	- 859	- 1.452
58%	288	1.024	- 2.197	- 1.908	- 1.762	- 1.565	- 1.419	- 1.275	- 1.125	288	- 618	- 948	- 1.475
60%	361	1.012	- 2.297	- 1.999	- 1.828	- 1.631	- 1.480	- 1.336	- 1.183	361	- 690	- 1.020	- 1.547
62%	440	941	- 2.265	- 1.972	- 1.839	- 1.648	- 1.505	- 1.362	- 1.211	440	- 752	- 1.063	- 1.562
64%	508	926	- 2.149	- 1.973	- 1.839	- 1.652	- 1.509	- 1.375	- 1.244	508	- 800	- 1.092	- 1.560
66%	548	906	- 2.369	- 2.020	- 1.868	- 1.688	- 1.545	- 1.409	- 1.275	548	- 846	- 1.144	- 1.620
68%	693	815	- 2.222	- 1.992	- 1.871	- 1.706	- 1.577	- 1.464	- 1.347	693	- 955	- 1.216	- 1.635
70%	736	736	- 2.172	- 1.953	- 1.828	- 1.670	- 1.549	- 1.439	- 1.329	736	- 978	- 1.221	- 1.609
72%	834	672	- 2.155	- 1.942	- 1.829	- 1.690	- 1.582	- 1.480	- 1.379	834	- 1.056	- 1.278	- 1.634
74%	891	660	- 2.413	- 2.067	- 1.930	- 1.762	- 1.640	- 1.528	- 1.421	891	- 1.124	- 1.357	- 1.730
76%	973	609	- 2.315	- 2.062	- 1.942	- 1.782	- 1.663	- 1.555	- 1.456	973	- 1.186	- 1.399	- 1.740
78%	1.074	554	- 2.266	- 2.042	- 1.923	- 1.790	- 1.693	- 1.605	- 1.523	1.074	- 1.264	- 1.455	- 1.759
80%	1.165	494	- 2.291	- 2.044	- 1.937	- 1.812	- 1.718	- 1.640	- 1.566	1.165	- 1.338	- 1.512	- 1.789
82%	1.241	456	- 2.332	- 2.063	- 1.950	- 1.828	- 1.743	- 1.668	- 1.598	1.241	- 1.401	- 1.562	- 1.819
84%	1.328	423	- 2.499	- 2.157	- 2.034	- 1.905	- 1.815	- 1.737	- 1.667	1.328	- 1.490	- 1.651	- 1.909
86%	1.383	354	- 2.326	- 2.113	- 2.003	- 1.881	- 1.796	- 1.726	- 1.667	1.383	- 1.520	- 1.657	- 1.876
88%	1.460	309	- 2.387	- 2.132	- 2.022	- 1.906	- 1.830	- 1.765	- 1.706	1.460	- 1.586	- 1.712	- 1.914
90%	1.541	274	- 2.445	- 2.181	- 2.059	- 1.944	- 1.868	- 1.808	- 1.757	1.541	- 1.658	- 1.775	- 1.962

Cas o 3													
EO _{ajustado}	$\beta(\alpha=99\%)$	$\beta(\alpha=95\%)$	$\beta(\alpha=90\%)$	$\beta(\alpha=80\%)$	$\beta(\alpha=70\%)$	$\beta(\alpha=60\%)$	$\beta(\alpha=50\%)$	Ω (VPL = 0)	M-wCVaR _{α} ⁺ ($\lambda= 0$)	M-wCVaR _{α} ⁺ ($\lambda= 0,25$)	M-wCVaR _{α} ⁺ ($\lambda= 0,5$)	M-wCVaR _{α} ⁺ ($\lambda= 0,9$)	
0%	0,18	0,19	0,19	0,17	0,13	0,07	0,00	3,51	2.023	2.218	2.412	2.723	
2%	0,09	0,10	0,10	0,09	0,07	0,05	0,02	3,49	1.878	2.087	2.296	2.630	
4%	0,07	0,07	0,07	0,06	0,04	0,02	0,00	3,52	2.047	2.191	2.336	2.567	
6%	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,02	0,01	3,54	1.797	1.947	2.097	2.337	
8%	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,02	0,01	3,17	1.707	1.880	2.053	2.329	
10%	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,02	0,00	3,42	1.735	1.887	2.040	2.283	
12%	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,01	2,99	1.471	1.629	1.787	2.040	
14%	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01	3,24	1.481	1.612	1.743	1.952	
16%	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01	2,71	1.319	1.481	1.642	1.899	
18%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01	2,82	1.329	1.507	1.684	1.969	
20%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	2,62	1.088	1.247	1.407	1.662	
22%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	2,59	1.168	1.311	1.454	1.682	
24%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	2,41	1.040	1.157	1.274	1.461	
26%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	2,34	1.061	1.200	1.339	1.561	
28%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	2,33	906	1.061	1.216	1.464	
30%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	2,18	845	949	1.053	1.219	
32%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	2,04	761	883	1.004	1.198	
34%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,94	644	746	849	1.013	
36%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,79	570	686	803	990	
38%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,89	532	634	736	899	
40%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,63	427	524	621	775	
42%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,50	387	465	542	667	
44%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,46	321	401	481	609	
46%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,29	158	266	374	547	
48%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,18	41	106	171	276	
50%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,14	40	110	179	291	
52%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,10	41	46	133	273	
54%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,94	123	58	6	109	
56%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,00	117	64	12	72	
58%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,86	288	236	184	101	
60%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,78	361	310	259	178	
62%	0	0	0	0	0	0	0	1	440	402	364	302	
64%	0	0	0	0	0	0	0	1	508	449	391	297	
66%	0	0	0	0	0	0	0	1	548	500	451	374	
68%	0	0	0	0	0	0	0	1	693	647	601	527	
70%	0	0	0	0	0	0	0	0	736	701	667	612	
72%	0	0	0	0	0	0	0	0	834	804	775	728	
74%	0	0	0	0	0	0	0	0	891	873	854	825	
76%	0	0	0	0	0	0	0	0	973	950	928	891	
78%	0	0	0	0	0	0	0	0	1.074	1.054	1.033	999	
80%	0	0	0	0	0	0	0	0	1.165	1.151	1.136	1.113	
82%	0	0	0	0	0	0	0	0	1.241	1.222	1.204	1.175	
84%	0	0	0	0	0	0	0	0	1.328	1.323	1.319	1.311	
86%	0	0	0	0	0	0	0	0	1.383	1.383	1.383	1.384	
88%	0	0	0	0	0	0	0	NaN	1.460	1.465	1.470	1.478	
90%	0	0	0	0	0	0	0	NaN	1.541	1.551	1.561	1.578	

Caso 3					
EOU ofertada do	Expfin	CVaR _{expfin 95%}	NoPR	Prob de vencer	weighted CVaR
0%	3.386	3.626	3,05	0%	984
2%	3.375	3.632	2,70	6%	1.069
4%	3.374	3.629	3,08	11%	1.006
6%	3.388	3.628	2,68	16%	1.006
8%	3.394	3.629	2,62	21%	1.064
10%	3.384	3.628	2,64	26%	1.019
12%	3.389	3.624	2,23	30%	1.135
14%	3.386	3.625	2,16	34%	1.107
16%	3.390	3.627	2,13	38%	1.204
18%	3.376	3.627	2,13	42%	1.162
20%	3.400	3.627	1,75	45%	1.252
22%	3.402	3.628	1,99	48%	1.209
24%	3.404	3.631	1,92	51%	1.243
26%	3.388	3.627	1,99	54%	1.206
28%	3.386	3.628	1,65	57%	1.295
30%	3.385	3.627	1,74	59%	1.227
32%	3.394	3.627	1,56	62%	1.335
34%	3.393	3.625	1,46	64%	1.329
36%	3.383	3.627	1,39	66%	1.392
38%	3.388	3.627	1,27	68%	1.401
40%	3.392	3.627	1,29	70%	1.401
42%	3.374	3.629	1,34	72%	1.400
44%	3.398	3.629	1,24	73%	1.404
46%	3.385	3.630	1,03	75%	1.521
48%	3.403	3.629	0,92	76%	1.580
50%	3.388	3.630	0,95	78%	1.549
52%	3.398	3.628	0,84	79%	1.541
54%	3.390	3.627	0,81	80%	1.530
56%	3.386	3.627	0,78	81%	1.601
58%	3.409	3.626	0,59	82%	1.607
60%	3.410	3.628	0,54	83%	1.679
62%	3.395	3.629	0,46	84%	1.686
64%	3.401	3.629	0,37	85%	1.677
66%	3.407	3.627	0,36	86%	1.739
68%	3.414	3.632	0,25	87%	1.740
70%	3.397	3.627	0,20	88%	1.706
72%	3.409	3.630	0,14	88%	1.722
74%	3.394	3.629	0,10	89%	1.823
76%	3.401	3.627	0,06	90%	1.825
78%	3.392	3.628	0,03	90%	1.835
80%	3.403	3.626	0,01	91%	1.858
82%	3.418	3.628	0,01	91%	1.883
84%	3.410	3.632	0,01	92%	1.973
86%	3.395	3.630	0,00	92%	1.930
88%	3.409	3.624	0,00	93%	1.964
90%	3.394	3.630	0,00	93%	2.009

Caso 4													
EO _{ofertado}	VPL _{esperado}	Desvp _{pad}	CVa R99%	CVa R95%	CVa R90%	CVa R80%	CVa R70%	CVa R60%	CVa R50%	M-wCVaR _α ⁻ (λ= 0)	M-wCVaR _α ⁻ (λ= 0,25)	M-wCVaR _α ⁻ (λ= 0,5)	M-wCVaR _α ⁻ (λ= 0,9)
0%	1.937	2.422	- 1.928	- 1.578	- 1.322	- 958	- 637	- 309	26	1.937	1.213	489	669
2%	2.026	2.580	- 2.026	- 1.599	- 1.372	- 1.057	- 730	- 385	30	2.026	1.262	499	723
4%	1.918	2.397	- 2.004	- 1.600	- 1.347	- 963	- 645	- 342	32	1.918	1.191	464	700
6%	1.738	2.338	- 1.925	- 1.595	- 1.359	- 1.041	- 766	- 485	158	1.738	1.041	345	769
8%	1.823	2.443	- 1.816	- 1.571	- 1.372	- 1.048	- 756	- 455	128	1.823	1.112	401	736
10%	1.686	2.296	- 1.918	- 1.650	- 1.433	- 1.101	- 799	- 492	165	1.686	994	303	803
12%	1.809	2.274	- 1.894	- 1.565	- 1.326	- 993	- 659	- 329	4	1.809	1.115	421	690
14%	1.610	2.164	- 1.906	- 1.569	- 1.361	- 1.047	- 744	- 455	157	1.610	949	288	770
16%	1.405	2.104	- 1.954	- 1.693	- 1.466	- 1.135	- 828	- 548	265	1.405	772	139	874
18%	1.391	2.058	- 2.039	- 1.683	- 1.460	- 1.148	- 866	- 591	301	1.391	755	118	901
20%	1.335	2.018	- 1.850	- 1.571	- 1.388	- 1.082	- 814	- 548	277	1.335	733	130	834
22%	1.350	1.981	- 1.864	- 1.544	- 1.331	- 1.036	- 781	- 521	247	1.350	751	152	807
24%	1.127	1.935	- 2.027	- 1.638	- 1.418	- 1.133	- 883	- 655	404	1.127	554	19	936
26%	1.147	1.900	- 1.806	- 1.558	- 1.375	- 1.103	- 849	- 606	357	1.147	587	27	869
28%	1.031	1.796	- 1.913	- 1.644	- 1.450	- 1.179	- 914	- 664	414	1.031	481	69	948
30%	831	1.679	- 2.040	- 1.694	- 1.469	- 1.184	- 954	- 737	519	831	316	198	1.022
32%	876	1.684	- 1.900	- 1.654	- 1.461	- 1.176	- 929	- 698	470	876	361	154	978
34%	826	1.589	- 1.922	- 1.612	- 1.438	- 1.147	- 915	- 697	469	826	327	173	972
36%	640	1.530	- 1.863	- 1.640	- 1.451	- 1.212	- 1.009	- 800	592	640	174	292	1.037
38%	581	1.556	- 1.970	- 1.686	- 1.528	- 1.304	- 1.102	- 899	688	581	108	365	1.122
40%	475	1.415	- 1.935	- 1.671	- 1.499	- 1.272	- 1.068	- 866	671	475	35	404	1.107
42%	497	1.436	- 1.970	- 1.672	- 1.518	- 1.289	- 1.079	- 870	659	497	49	399	1.115
44%	433	1.423	- 2.065	- 1.753	- 1.577	- 1.339	- 1.128	- 919	709	433	14	461	1.177
46%	327	1.360	- 2.025	- 1.738	- 1.574	- 1.325	- 1.125	- 935	746	327	93	513	1.185
48%	268	1.296	- 2.025	- 1.722	- 1.554	- 1.324	- 1.141	- 960	767	268	138	544	1.194
50%	142	1.252	- 2.103	- 1.807	- 1.646	- 1.424	- 1.233	- 1.046	864	142	255	652	1.287
52%	102	1.199	- 2.102	- 1.783	- 1.605	- 1.394	- 1.199	- 1.029	859	102	280	661	1.272
54%	41	1.073	- 2.038	- 1.796	- 1.628	- 1.404	- 1.224	- 1.057	899	41	389	738	1.296
56%	86	1.104	- 2.149	- 1.841	- 1.673	- 1.463	- 1.287	- 1.128	968	86	440	794	1.360
58%	191	1.030	- 2.149	- 1.842	- 1.696	- 1.498	- 1.338	- 1.187	1.032	191	527	863	1.400
60%	224	999	- 2.058	- 1.844	- 1.709	- 1.496	- 1.332	- 1.178	1.028	224	548	872	1.391
62%	324	968	- 2.066	- 1.837	- 1.698	- 1.512	- 1.380	- 1.252	1.117	324	631	938	1.429
64%	389	883	- 2.038	- 1.850	- 1.716	- 1.522	- 1.375	- 1.244	1.112	389	680	970	1.435
66%	528	840	- 2.259	- 1.918	- 1.773	- 1.592	- 1.460	- 1.331	1.204	528	808	1.088	1.536
68%	571	775	- 2.140	- 1.867	- 1.728	- 1.567	- 1.442	- 1.325	1.205	571	831	1.090	1.506
70%	611	745	- 2.065	- 1.862	- 1.731	- 1.572	- 1.451	- 1.338	1.220	611	860	1.108	1.506
72%	711	710	- 2.096	- 1.896	- 1.782	- 1.623	- 1.497	- 1.382	1.274	711	946	1.181	1.556
74%	797	662	- 2.235	- 1.946	- 1.809	- 1.650	- 1.532	- 1.428	1.328	797	1.023	1.250	1.613
76%	872	597	- 2.225	- 1.961	- 1.821	- 1.660	- 1.542	- 1.443	1.352	872	1.083	1.294	1.630
78%	978	528	- 2.269	- 1.953	- 1.823	- 1.677	- 1.570	- 1.482	1.403	978	1.169	1.359	1.663
80%	1.038	505	- 2.184	- 1.966	- 1.854	- 1.712	- 1.614	- 1.527	1.446	1.038	1.218	1.398	1.686
82%	1.119	461	- 2.251	- 1.974	- 1.861	- 1.729	- 1.636	- 1.560	1.489	1.119	1.286	1.453	1.719
84%	1.189	419	- 2.398	- 2.039	- 1.912	- 1.768	- 1.666	- 1.588	1.516	1.189	1.352	1.515	1.776
86%	1.250	356	- 2.243	- 2.005	- 1.893	- 1.762	- 1.672	- 1.600	1.536	1.250	1.391	1.533	1.759
88%	1.350	314	- 2.355	- 2.061	- 1.940	- 1.807	- 1.725	- 1.658	1.598	1.350	1.482	1.614	1.825
90%	1.427	256	- 2.255	- 2.035	- 1.926	- 1.810	- 1.734	- 1.677	1.628	1.427	1.537	1.647	1.823

Caso 4													
EO _{ofertada}	$\beta(\alpha=99\%)$	$\beta(\alpha=95\%)$	$\beta(\alpha=90\%)$	$\beta(\alpha=80\%)$	$\beta(\alpha=70\%)$	$\beta(\alpha=60\%)$	$\beta(\alpha=50\%)$	Ω (VPL = 0)	M-wCVaR _{α} ⁺ ($\lambda=0$)	M-wCVaR _{α} ⁺ ($\lambda=0,25$)	M-wCVaR _{α} ⁺ ($\lambda=0,5$)	M-wCVaR _{α} ⁺ ($\lambda=0,9$)	
0%	0,18	0,20	0,19	0,17	0,13	0,07	0,01	3,56	1,937	2,121	2,306	2,601	
2%	0,09	0,10	0,09	0,09	0,07	0,04	0,00	3,52	2,026	2,220	2,414	2,725	
4%	0,07	0,07	0,06	0,05	0,04	0,03	0,00	3,55	1,918	2,064	2,211	2,445	
6%	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,03	0,01	3,51	1,738	1,899	2,060	2,317	
8%	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,02	0,01	3,48	1,823	2,013	2,202	2,505	
10%	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03	0,02	0,01	3,19	1,686	1,837	1,988	2,230	
12%	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,01	0,00	3,28	1,809	1,962	2,115	2,359	
14%	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	3,08	1,610	1,742	1,873	2,084	
16%	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,01	2,91	1,405	1,554	1,702	1,940	
18%	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	2,86	1,391	1,512	1,632	1,824	
20%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	2,84	1,335	1,474	1,612	1,833	
22%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	2,94	1,350	1,487	1,623	1,842	
24%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	2,77	1,127	1,279	1,431	1,674	
26%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	2,72	1,147	1,293	1,439	1,672	
28%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	2,34	1,031	1,143	1,255	1,435	
30%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	2,27	831	941	1,051	1,226	
32%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	2,21	876	987	1,099	1,276	
34%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	2,26	826	919	1,012	1,161	
36%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	1,90	640	733	826	974	
38%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	1,90	581	681	781	941	
40%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	1,74	475	564	653	796	
42%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	1,64	497	582	668	805	
44%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	1,51	433	516	600	734	
46%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	1,49	327	424	522	678	
48%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	1,37	268	351	434	567	
50%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,33	142	206	269	372	
52%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,21	102	176	250	369	
54%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,10	41	16	72	162	
56%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	1,04	86	23	39	140	
58%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,90	191	141	92	13	
60%	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,87	224	171	118	34	
62%	0	0	0	0	0	0	0	1	324	271	218	133	
64%	0	0	0	0	0	0	0	1	389	353	317	259	
66%	0	0	0	0	0	0	0	1	528	488	449	386	
68%	0	0	0	0	0	0	0	1	571	542	513	467	
70%	0	0	0	0	0	0	0	1	611	583	555	511	
72%	0	0	0	0	0	0	0	0	711	674	638	579	
74%	0	0	0	0	0	0	0	0	797	769	741	697	
76%	0	0	0	0	0	0	0	0	872	854	836	806	
78%	0	0	0	0	0	0	0	0	978	966	953	932	
80%	0	0	0	0	0	0	0	0	1,038	1,026	1,013	992	
82%	0	0	0	0	0	0	0	0	1,119	1,107	1,095	1,076	
84%	0	0	0	0	0	0	0	0	1,189	1,184	1,179	1,171	
86%	0	0	0	0	0	0	0	0	1,250	1,254	1,258	1,265	
88%	0	0	0	0	0	0	0	NaN	1,350	1,359	1,368	1,383	
90%	0	0	0	0	0	0	0	NaN	1,427	1,439	1,450	1,468	

Caso 4		100%			
EOu _{ofertado}	Expfin	CVaR _{expfin95%}	NoPR	Prob de vencer	weighted CVaR
0%	3.218	3.598	3,02	0%	958
2%	3.190	3.602	2,85	6%	1.029
4%	3.196	3.602	3,00	11%	991
6%	3.224	3.604	2,44	16%	1.047
8%	3.193	3.608	2,58	21%	1.021
10%	3.234	3.599	2,51	26%	1.080
12%	3.225	3.602	2,97	30%	967
14%	3.183	3.599	2,65	34%	1.034
16%	3.229	3.604	2,29	38%	1.127
18%	3.219	3.604	2,22	42%	1.156
20%	3.206	3.605	2,28	45%	1.076
22%	3.197	3.595	2,30	48%	1.046
24%	3.218	3.604	1,87	51%	1.165
26%	3.225	3.603	2,01	54%	1.094
28%	3.190	3.605	2,02	57%	1.168
30%	3.238	3.604	1,67	59%	1.228
32%	3.206	3.605	1,84	62%	1.184
34%	3.229	3.604	1,74	64%	1.171
36%	3.222	3.601	1,58	66%	1.224
38%	3.208	3.610	1,38	68%	1.311
40%	3.217	3.606	1,36	70%	1.283
42%	3.232	3.601	1,48	72%	1.294
44%	3.217	3.600	1,44	73%	1.356
46%	3.211	3.606	1,25	75%	1.353
48%	3.212	3.599	1,23	76%	1.356
50%	3.243	3.601	1,00	78%	1.446
52%	3.245	3.610	1,02	79%	1.424
54%	3.237	3.603	0,82	80%	1.435
56%	3.250	3.603	0,80	81%	1.501
58%	3.220	3.606	0,71	82%	1.535
60%	3.216	3.607	0,66	83%	1.521
62%	3.237	3.608	0,57	84%	1.552
64%	3.247	3.600	0,47	85%	1.551
66%	3.263	3.594	0,35	86%	1.648
68%	3.230	3.600	0,31	87%	1.610
70%	3.234	3.606	0,26	88%	1.606
72%	3.234	3.609	0,18	88%	1.650
74%	3.232	3.604	0,13	89%	1.704
76%	3.240	3.604	0,08	90%	1.715
78%	3.246	3.607	0,04	90%	1.740
80%	3.248	3.610	0,03	91%	1.758
82%	3.261	3.611	0,01	91%	1.786
84%	3.234	3.604	0,01	92%	1.841
86%	3.254	3.605	0,00	92%	1.816
88%	3.254	3.607	0,00	93%	1.878
90%	3.230	3.604	0,00	93%	1.866

8.4 Código em Julia

```

1 # Importando os pacotes#
2
3 import Pkg
4 #Pkg.add(" JuMP ")
5 #Pkg.add(" XLSX ")
6 #Pkg.add(" LinearAlgebra ")
7 #Pkg.add(" Statistics ")
8 #Pkg.add(" DataFrames ")
9 #Pkg.add(" CSV ")
10 #Pkg.add(" Clp ")
11 #Pkg.add(" Cbc ")
12 #Pkg.add(" Random ")
13 #Pkg.add(" GLM ")
14
15 using JuMP, XLSX, LinearAlgebra, Statistics, DataFrames, CSV, Clp,
    Cbc, Random, GLM
16
17 # Funcoes que calculam os indicadores
18
19 # VPL esperado
20 function indicador_VPL_esperado(A)
21 indicador_VPL_esperado = mean(A)
22     return indicador_VPL_esperado
23 end
24
25 # Desvio padrao
26
27 function indicador_desv_pad(A)
28 indicador_desv_pad = std(A)
29     return indicador_desv_pad
30 end
31
32 #CVaR (cauda negativa)
33
34 #Escolha do alfa do CVaR
35
36 function indicador_CVaR(alpha, A)
37     C = sort(A) #Ordena de forma crescente
38 indicador_CVaR = mean(C[1:alpha])
39     return indicador_CVaR

```

```

40 end
41
42 function indicador_CVaR_superior(alpha,A)
43     C = sort(A, rev=true) #Ordena de forma decrescente
44 indicador_CVaR_superior = mean(C[1:alpha])
45     return indicador_CVaR_superior
46 end
47
48
49 #Omega
50
51 function indicador_omega(A)
52     sinal = sign.(A)
53     mean_positive =
54     B = mean(A[sinal.==1])
55     mean_negative =
56     C = mean(A[sinal.==-1])
57 indicador_omega = B/C
58     return indicador_omega
59 end
60
61 function indicador_omega_cont(A)
62     sinal = sign.(A)
63     mean_positive =
64     B = A[sinal.==1]
65     mean_negative =
66     C = A[sinal.==-1]
67 indicador_omega_cont = length(B)/length(C)
68     return indicador_omega_cont
69 end
70
71
72 ##### GERANDO OS CENARIOS DE PREÇO DE BRENT PELO MRM #####
73
74 arquivo = XLSX.readxlsx("Brent.xlsx")
75 P_brent = arquivo["Brent!A1:A372"]
76
77
78 Random.seed!(1)
79
80 #IDENTIFICACAO DOS PARAMETROS#
81 CONT = size(P_brent,1)
82 ln_brent = Array{Float64, CONT}
83 ln_brent = zeros(CONT,1)

```

```

84
85 for j=1:CONT
86     ln_brent[j,1] = log(P_brent[j,1])
87 end
88
89 Df_Brent = DataFrame(Y = ln_brent[1:end-1], X = ln_brent[2:end
    ])
90 fm = @formula(X ~ Y)
91 ols_brent = lm(fm, Df_Brent)
92
93 ols_brent
94
95 a = coef(ols_brent)[1]
96 a = coef(ols_brent)[1]
97 b = coef(ols_brent)[2]
98 n = -log(b)*12
99
100 xbarra = a/(1-b)
101 exp(xbarra)
102
103 ERRO = std(residuals(ols_brent))
104 v = sqrt(12*2*log(b)/(b^2-1))*ERRO
105
106 P0 = 50
107
108 T = 34
109 S = 1000
110
111 brent = Array{Float64}
112 brent = zeros(T,S)
113
114 for t=2:T
115     N = rand(Normal(0,1),S)
116     for s = 1:S
117         brent[t,s] = exp(log(P0)*exp(-n*t) + xbarra*(1-exp(-n*
            t)))+v*N[s]*(sqrt((1-exp(-2*n*t))/(2*n))))
118     end
119 end
120
121 Df_brent = Array{Float64}
122 Df_brent = DataFrame(brent, :auto);
123
124
125 ##### FLUXO DE CAIXA DA CONCESSAO #####

```

```
126
127 #Lendo as curvas de producao#
128 dados = XLSX.readxlsx("Fluxo de Caixa_MRM - Concessao.xlsm")
129 dados_casobase = dados["Planilha1!B8:D41"]
130 dados_caso_1 = dados["Planilha1!E8:G41"]
131 dados_caso_2 = dados["Planilha1!H8:J41"]
132 dados_caso_3 = dados["Planilha1!K8:M41"]
133
134 #Definindo as curvas para cada cenario#
135 base_b = dados_casobase[:,1]
136 pessimista_b = dados_casobase[:,2]
137 otimista_b = dados_casobase[:,3]
138 base_1 = dados_caso_1[:,1]
139 pessimista_1 = dados_caso_1[:,2]
140 otimista_1 = dados_caso_1[:,3]
141
142 base_2 = dados_caso_2[:,1]
143 pessimista_2 = dados_caso_2[:,2]
144 otimista_2 = dados_caso_2[:,3]
145
146 base_3 = dados_caso_3[:,1]
147 pessimista_3 = dados_caso_3[:,2]
148 otimista_3 = dados_caso_3[:,3];
149
150 #Definindo os preços
151 dados_preco = Df_brent
152
153 #Definindo os custos operacionais
154
155 custo_fix = dados["Investimentos!I4:I37"]
156 custo_var = dados["Investimentos!J4:J37"]
157
158 #Definindo os investimentos, abandono e depreciacao
159
160 invest = dados["FC Concessao!N3:N36"]
161 aband = dados["FC Concessao!O3:O36"]
162 deprec = dados["FC Concessao!K3:K36"]
163
164 #Definindo o fator de desconto (TMA = 8%)#
165
166 fator = dados["FC Concessao!A3:A36"];
167
168 #Definicao das premissas
169 TMA = 0.08
```

```
170 aliq_roy = 0.1
171 aliq_IR = 0.34
172 bonus = collect(range(0; step=100, stop=3000)); #Definindo o
      valor do Bonus de Assinatura
173
174 #Selecionar cenario de curva de producao
175 curva_select = dados_caso_3
176
177 #Carbono
178 preço_carbono = 0
179
180
181 #Criando os vetores
182
183 receita = zeros(34)
184 royalty = zeros(34)
185 FC_nominal = zeros(34)
186 FC_desc1 = zeros(34)
187 FC_desc2 = zeros(34)
188 FC_desc3 = zeros(34)
189 FC_desc4 = zeros(34)
190 receita_liq = zeros(34)
191 PE = zeros(34)
192 IR = zeros(34)
193 VFP = zeros(34)
194 aliq_PE = zeros(34)
195 Parc_deduzir = zeros(34)
196 VPL1 = zeros(1000)
197 VPL2 = zeros(1000)
198 VPL3 = zeros(1000)
199 VPL4 = zeros(1000)
200 VPL = zeros(1000)
201 VPL_esperado = zeros(31)
202 CVaR_1i = zeros(31)
203 CVaR_5i = zeros(31)
204 CVaR_10i = zeros(31)
205 CVaR_20i = zeros(31)
206 CVaR_30i = zeros(31)
207 CVaR_40i = zeros(31)
208 CVaR_50i = zeros(31)
209 soma_CVaRi = zeros(31)
210 CVaR_1s = zeros(31)
211 CVaR_5s = zeros(31)
212 CVaR_10s = zeros(31)
```

```
213 CVaR_20s = zeros(31)
214 CVaR_30s = zeros(31)
215 CVaR_40s = zeros(31)
216 CVaR_50s = zeros(31)
217 soma_CVaRs = zeros(31)
218 desv_pad = zeros(31)
219 valor1_neutro = zeros(31)
220 valor1_baixo_grau = zeros(31)
221 valor1_alto_grau = zeros(31)
222 valor1_moderado_grau = zeros(31)
223 valor2_neutro = zeros(31)
224 valor2_baixo_grau = zeros(31)
225 valor2_alto_grau = zeros(31)
226 valor2_moderado_grau = zeros(31)
227 beta_1 = zeros(31)
228 beta_5 = zeros(31)
229 beta_10 = zeros(31)
230 beta_20 = zeros(31)
231 beta_30 = zeros(31)
232 beta_40 = zeros(31)
233 beta_50 = zeros(31)
234 omega = zeros(31)
235 omega_cont = zeros(31)
236 exp_fin = zeros(31)
237 CVaR_exp_fin = zeros(31)
238
239 Resultados = zeros(31,29)
240
241
242 for b = 1:31
243     bonus_1 = bonus[b]
244
245 #Sorteio curva de producao e preco
246
247 for y = 1:1000 #Numero de simulacoes
248
249 #Sorteio Curva
250 H=1:3
251 j= rand(H)
252 curva_prod= curva_select[:,j]
253 curva_carbono= curva_prod*0.03*0.7 #considerado queima de 3% e
    70% de carbono
254
255 #Sorteio Preco
```

```

256 U=1:1000
257 l= rand(U)
258 curva_preco = dados_preco[:,l]
259
260 #Calculando o Fluxo de Caixa da Concessao
261
262 # Ate o ano 1 de producao
263
264 for i = 1:9
265
266     receita[i] = curva_prod[i]*curva_preco[i]
267     royalty[i] = aliq_roy*receita[i]
268     receita_liq[i] = receita[i] - (royalty[i]+ custo_fix[i] +
        custo_var[i]*curva_prod[i])
269     IR[i] = (receita_liq[i] - PE[i] - deprec[i])*aliq_IR
270
271 #Calculo da PE
272     VFP[i] = (curva_prod[i]/6.29*1000)/4
273
274     if VFP[i] < 1350
275         aliq_PE[i] = 0
276         Parc_deduzir[i] = 0
277     elseif 1350 <= VFP[i] < 1800
278         aliq_PE[i] = 0.1
279         Parc_deduzir[i] = 1350 * receita_liq[i]/VFP[i]
280     elseif 1800 <= VFP[i] < 2250
281         aliq_PE[i] = 0.2
282         Parc_deduzir[i] = 1575* receita_liq[i]/VFP[i]
283     elseif 2250 <= VFP[i] < 2700
284         aliq_PE[i] = 0.3
285         Parc_deduzir[i] = 1800* receita_liq[i]/VFP[i]
286     elseif 2700 <= VFP[i] < 3150
287         aliq_PE[i] = 0.35
288         Parc_deduzir[i] = 675/0.35* receita_liq[i]/VFP[i]
289     elseif VFP[i] >= 3150
290         aliq_PE[i] = 0.4
291         Parc_deduzir[i] = 2081.25 * receita_liq[i]/VFP[i]
292     end
293
294     PE[i] = (receita_liq[i] - Parc_deduzir[i])*aliq_PE[i]
295
296     FC_nominal[i] = (receita_liq[i] - PE[i] - IR[i]- invest[i]
        - aband[i] - curva_carbono[i]*preço_carbono)
297     FC_desc1[i] = FC_nominal[i]*fator[i]

```

```

298
299 end
300
301 # Calculando o VPL
302 VPL1[y] = sum(FC_desc1)
303
304 # Ano 2 de producao
305
306 K=[10]
307
308 for i in K
309
310     receita[i] = curva_prod[i]*curva_preco[i]
311     royalty[i] = aliq_roy*receita[i]
312     receita_liq[i] = receita[i] - (royalty[i]+ custo_fix[i] +
313         custo_var[i]*curva_prod[i])
314     IR[i] = (receita_liq[i] - PE[i] - deprec[i])*aliq_IR
315
316 # Calculo da PE
317     VFP[i] = (curva_prod[i]/6.29*1000)/4
318
319     if VFP[i] < 1050
320         aliq_PE[i] = 0
321         Parc_deduzir[i] = 0
322     elseif 1050 <= VFP[i] < 1500
323         aliq_PE[i] = 0.1
324         Parc_deduzir[i] = 1050 * receita_liq[i]/VFP[i]
325     elseif 1500 <= VFP[i] < 1950
326         aliq_PE[i] = 0.2
327         Parc_deduzir[i] = 1275 * receita_liq[i]/VFP[i]
328     elseif 1950 <= VFP[i] < 2400
329         aliq_PE[i] = 0.3
330         Parc_deduzir[i] = 1500 * receita_liq[i]/VFP[i]
331     elseif 2400 <= VFP[i] < 2850
332         aliq_PE[i] = 0.35
333         Parc_deduzir[i] = 570/0.35 * receita_liq[i]/VFP[i]
334     elseif VFP[i] >= 2850
335         aliq_PE[i] = 0.4
336         Parc_deduzir[i] = 1781.25 * receita_liq[i]/VFP[i]
337
338     end
339
340     PE[i] = (receita_liq[i] - Parc_deduzir[i])*aliq_PE[i]

```

```

340     FC_nominal[i] = (receita_liq[i] - PE[i] - IR[i] - invest[i]
      - aband[i] - curva_carbono[i]*preço_carbono)
341     FC_desc2[i] = FC_nominal[i]*fator[i]
342
343 end
344
345
346 # Calculando o VPL
347 VPL2[y] = sum(FC_desc2)
348
349 # Ano 3 de produção
350
351 A=[11]
352
353 for i in A
354
355     receita[i] = curva_prod[i]*curva_preco[i]
356     royalty[i] = aliq_roy*receita[i]
357     receita_liq[i] = receita[i] - (royalty[i]+ custo_fix[i] +
      custo_var[i]*curva_prod[i])
358     IR[i] = (receita_liq[i] - PE[i] - deprec[i])*aliq_IR
359
360 # Calculo da PE
361     VFP[i] = (curva_prod[i]/6.29*1000)/4
362
363     if VFP[i] < 750
364         aliq_PE[i] = 0
365         Parc_deduzir[i] = 0
366     elseif 750 <= VFP[i] < 1200
367         aliq_PE[i] = 0.1
368         Parc_deduzir[i] = 750 * receita_liq[i]/VFP[i]
369     elseif 1200 <= VFP[i] < 1650
370         aliq_PE[i] = 0.2
371         Parc_deduzir[i] = 975 * receita_liq[i]/VFP[i]
372     elseif 1650 <= VFP[i] < 2100
373         aliq_PE[i] = 0.3
374         Parc_deduzir[i] = 1200 * receita_liq[i]/VFP[i]
375     elseif 2100 <= VFP[i] < 2550
376         aliq_PE[i] = 0.35
377         Parc_deduzir[i] = 465/0.35 * receita_liq[i]/VFP[i]
378     elseif VFP[i] >= 2550
379         aliq_PE[i] = 0.4
380         Parc_deduzir[i] = 1481.25 * receita_liq[i]/VFP[i]
381     end

```

```

382
383     PE[i] = (receita_liq[i] - Parc_deduzir[i])*aliq_PE[i]
384
385     FC_nominal[i] = (receita_liq[i] - PE[i] - IR[i]- invest[i]
386                   - aband[i] - curva_carbono[i]*preço_carbono)
387     FC_desc3[i] = FC_nominal[i]*fator[i]
388 end
389
390
391 # Calculando o VPL
392 VPL3[y] = sum(FC_desc3)
393
394 # Ano 4 em diante
395
396
397 for i = 12:34
398
399     receita[i] = curva_prod[i]*curva_preco[i]
400     royalty[i] = aliq_roy*receita[i]
401     receita_liq[i] = receita[i] - (royalty[i]+ custo_fix[i] +
402                               custo_var[i]*curva_prod[i])
403     IR[i] = (receita_liq[i] - PE[i] - deprec[i])*aliq_IR
404
405 # Calculo da PE
406     VFP[i] = (curva_prod[i]/6.29*1000)/4
407
408     if VFP[i] < 450
409         aliq_PE[i] = 0
410         Parc_deduzir[i] = 0
411     elseif 450 <= VFP[i] < 900
412         aliq_PE[i] = 0.1
413         Parc_deduzir[i] = 450 * receita_liq[i]/VFP[i]
414     elseif 900 <= VFP[i] < 1350
415         aliq_PE[i] = 0.2
416         Parc_deduzir[i] = 675 * receita_liq[i]/VFP[i]
417     elseif 1350 <= VFP[i] < 1800
418         aliq_PE[i] = 0.3
419         Parc_deduzir[i] = 900 * receita_liq[i]/VFP[i]
420     elseif 1800 <= VFP[i] < 2250
421         aliq_PE[i] = 0.35
422         Parc_deduzir[i] = 360/0.35 * receita_liq[i]/VFP[i]
423     elseif VFP[i] >= 2250
424         aliq_PE[i] = 0.4

```

```

424         Parc_deduzir[i] = 1181.25 * receita_liq[i]/VFP[i]
425     end
426
427     PE[i] = (receita_liq[i] - Parc_deduzir[i])*aliq_PE[i]
428
429     FC_nominal[i] = (receita_liq[i] - PE[i] - IR[i]- invest[i]
430         - aband[i] - curva_carbono[i]*preço_carbono)
431     FC_desc4[i] = FC_nominal[i]*fator[i]
432 end
433
434 # Calculando o VPL
435 VPL4[y] = sum(FC_desc4)
436
437
438 # VPL Regime Concessao
439 VPL[y] = VPL1[y]+VPL2[y]+VPL3[y]+VPL4[y] - bonus_1
440
441 end
442
443 # Calculo dos indicadores
444
445 VPL_esperado[b] = indicador_VPL_esperado(VPL)
446 desv_pad[b] = indicador_desv_pad(VPL)
447 CVaR_1i[b] = indicador_CVaR(10, VPL)
448 CVaR_5i[b] = indicador_CVaR(50, VPL)
449 CVaR_10i[b] = indicador_CVaR(100, VPL)
450 CVaR_20i[b] = indicador_CVaR(200, VPL)
451 CVaR_30i[b] = indicador_CVaR(300, VPL)
452 CVaR_40i[b] = indicador_CVaR(400, VPL)
453 CVaR_50i[b] = indicador_CVaR(500, VPL)
454
455 CVaR_1s[b] = indicador_CVaR_superior(10, VPL)
456 CVaR_5s[b] = indicador_CVaR_superior(50, VPL)
457 CVaR_10s[b] = indicador_CVaR_superior(100, VPL)
458 CVaR_20s[b] = indicador_CVaR_superior(200, VPL)
459 CVaR_30s[b] = indicador_CVaR_superior(300, VPL)
460 CVaR_40s[b] = indicador_CVaR_superior(400, VPL)
461 CVaR_50s[b] = indicador_CVaR_superior(500, VPL)
462
463 lambda_1 = 0 # Neutro a Risco
464 lambda_2 = 0.25 # Baixo Grau de Aversão a Risco
465 lambda_3 = 0.5 # Moderado Grau de Aversão a Risco
466 lambda_4 = 0.9 # Alto Grau de Aversão a Risco

```

```

467
468 soma_CVaRi[b] = (1/7)*(CVaR_1i[b]+CVaR_5i[b]+CVaR_10i[b]+
      CVaR_20i[b]+CVaR_30i[b]+CVaR_40i[b]+CVaR_50i[b])
469
470 valor1_neutro[b] = (1-lambda_1)*VPL_esperado[b]+lambda_1*
      soma_CVaRi[b]
471 valor1_baixo_grau[b] = (1-lambda_2)*VPL_esperado[b]+lambda_2*
      soma_CVaRi[b]
472 valor1_moderado_grau[b] = (1-lambda_3)*VPL_esperado[b]+
      lambda_3*soma_CVaRi[b]
473 valor1_alto_grau[b] = (1-lambda_4)*VPL_esperado[b]+lambda_4*
      soma_CVaRi[b]
474
475 soma_CVaRs[b] = (1/7)*(CVaR_1s[b]+CVaR_5s[b]+CVaR_10s[b]+
      CVaR_20s[b]+CVaR_30s[b]+CVaR_40s[b]+CVaR_50s[b])
476
477 valor2_neutro[b] = (1-lambda_1)*VPL_esperado[b]+(lambda_1/2)*
      soma_CVaRi[b]+(lambda_1/2)*soma_CVaRs[b]
478 valor2_baixo_grau[b] = (1-lambda_2)*VPL_esperado[b]+(lambda_2/
      2)*soma_CVaRi[b]+(lambda_2/2)*soma_CVaRs[b]
479 valor2_moderado_grau[b] = (1-lambda_3)*VPL_esperado[b]+(
      lambda_3/2)*soma_CVaRi[b]+(lambda_3/2)*soma_CVaRs[b]
480 valor2_alto_grau[b] = (1-lambda_4)*VPL_esperado[b]+(lambda_4/2
      )*soma_CVaRi[b]+(lambda_4/2)*soma_CVaRs[b]
481
482 beta_1 = CVaR_1i/CVaR_1s
483 beta_5 = CVaR_5i/CVaR_5s
484 beta_10 = CVaR_10i/CVaR_10s
485 beta_20 = CVaR_20i/CVaR_20s
486 beta_30 = CVaR_30i/CVaR_30s
487 beta_40 = CVaR_40i/CVaR_40s
488 beta_50 = CVaR_50i/CVaR_50s
489
490 omega[b] = indicador_omega(VPL)
491 omega_cont[b] = indicador_omega_cont(VPL)
492
493 exp_fin[b] = mean(VPL1) - bonus[b]
494 CVaR_exp_fin[b] = indicador_CVaR(50,VPL1) - bonus[b]
495
496
497 #Visualizacao dos Resultados
498
499 Resultados[b,1] = bonus[b]
500 Resultados[b,2] = VPL_esperado[b]

```

```
501 Resultados [b,3] = desv_pad [b]
502 Resultados [b,4] = CVaR_1i [b]
503 Resultados [b,5] = CVaR_5i [b]
504 Resultados [b,6] = CVaR_10i [b]
505 Resultados [b,7] = CVaR_20i [b]
506 Resultados [b,8] = CVaR_30i [b]
507 Resultados [b,9] = CVaR_40i [b]
508 Resultados [b,10] = CVaR_50i [b]
509 Resultados [b,11] = valor1_neutro [b]
510 Resultados [b,12] = valor1_baixo_grau [b]
511 Resultados [b,13] = valor1_moderado_grau [b]
512 Resultados [b,14] = valor1_alto_grau [b]
513 Resultados [b,15] = beta_1 [b]
514 Resultados [b,16] = beta_5 [b]
515 Resultados [b,17] = beta_10 [b]
516 Resultados [b,18] = beta_20 [b]
517 Resultados [b,19] = beta_30 [b]
518 Resultados [b,20] = beta_40 [b]
519 Resultados [b,21] = beta_50 [b]
520 Resultados [b,22] = omega [b]
521 Resultados [b,23] = valor2_neutro [b]
522 Resultados [b,24] = valor2_baixo_grau [b]
523 Resultados [b,25] = valor2_moderado_grau [b]
524 Resultados [b,26] = valor2_alto_grau [b]
525 Resultados [b,27] = exp_fin [b]
526 Resultados [b,28] = CVaR_exp_fin [b]
527 Resultados [b,29] = omega_cont [b]
528
529 end
530
531
532 Result = Array{Float64}
533 Result = DataFrame(Resultados, :auto);
534
535 CSV.write("Resultados_concessao.csv", Result)
536
537 ##### FLUXO DE CAIXA DA PARTILHA #####
538
539 #Lendo as curvas de produção#
540 dados = XLSX.readxlsx("Fluxo de Caixa_MRM - ConcessÃo.xlsx")
541 dados_casobase = dados["Planilha1!B8:D41"]
542 dados_caso_1 = dados["Planilha1!E8:G41"]
543 dados_caso_2 = dados["Planilha1!H8:J41"]
544 dados_caso_3 = dados["Planilha1!K8:M41"]
```

```
545
546 dados_partilha = XLSX.readxlsx("Fluxo de Caixa_MRM - Partilha.
      xlsx")
547 tabela_E0 = dados_partilha["tabela_E0!D5:CZ45"]
548
549 #Definindo as curvas para cada cenário#
550 base_b = dados_casobase[:,1]
551 pessimista_b = dados_casobase[:,2]
552 otimista_b = dados_casobase[:,3]
553
554 base_1 = dados_caso_1[:,1]
555 pessimista_1 = dados_caso_1[:,2]
556 otimista_1 = dados_caso_1[:,3]
557
558 base_2 = dados_caso_2[:,1]
559 pessimista_2 = dados_caso_2[:,2]
560 otimista_2 = dados_caso_2[:,3]
561
562 base_3 = dados_caso_3[:,1]
563 pessimista_3 = dados_caso_3[:,2]
564 otimista_3 = dados_caso_3[:,3];
565
566 #Definindo os preços
567 dados_preco = Df_brent
568
569 #Definindo os custos operacionais
570
571 custo_fix = dados["Investimentos!I4:I37"]
572 custo_var = dados["Investimentos!J4:J37"]
573
574 #Definindo os investimentos, abandono e depreciação
575
576 invest = dados["FC Concessão!N3:N36"]
577 aband = dados["FC Concessão!O3:O36"]
578 deprec = dados["FC Concessão!K3:K36"]
579
580 #Definindo o fator de desconto (TMA = 8%)#
581
582 fator = dados["FC Concessão!A3:A36"];
583
584 #Definição das premissas
585 TMA = 0.08
586 aliq_roy = 0.15
587 aliq_IR = 0.34
```

```
588 bonus = 500
589 bid_E0 = collect(range(0; step=0.02, stop=0.9)); #Definindo o
        valor do bid do Excedente em Óleo para a União
590 numb_bids = length(bid_E0);
591 teto_recuperacao = 0.8
592 num_dias_ano = 365
593 num_pocos = 6
594
595 #Selecionar cenário de curva de produção
596 curva_select = dados_caso_1
597
598 #Carbono
599 preço_carbono = 0
600
601 #Criando os vetores
602
603 receita = zeros(34)
604 royalty = zeros(34)
605 FC_nominal = zeros(34)
606 FC_desc = zeros(34)
607 receita_liq = zeros(34)
608 PE = zeros(34)
609 IR = zeros(34)
610 VFP = zeros(34)
611 aliq_PE = zeros(34)
612 aliq_E0 = zeros(34)
613 Parc_deduzir = zeros(34)
614 E0 = zeros(1000)
615 VPL = zeros(1000)
616 custo_oleo = zeros(34)
617 saldo_oleo = zeros(34)
618 custo_v = zeros(34)
619 E0u = zeros(34)
620 recuperacao = zeros(34)
621 compara = zeros(34)
622 VPL_esperado = zeros(num_bids)
623 CVaR_1i = zeros(num_bids)
624 CVaR_5i = zeros(num_bids)
625 CVaR_10i = zeros(num_bids)
626 CVaR_20i = zeros(num_bids)
627 CVaR_30i = zeros(num_bids)
628 CVaR_40i = zeros(num_bids)
629 CVaR_50i = zeros(num_bids)
630 soma_CVaRi = zeros(num_bids)
```

```
631 CVaR_1s = zeros (numb_bids)
632 CVaR_5s = zeros (numb_bids)
633 CVaR_10s = zeros (numb_bids)
634 CVaR_20s = zeros (numb_bids)
635 CVaR_30s = zeros (numb_bids)
636 CVaR_40s = zeros (numb_bids)
637 CVaR_50s = zeros (numb_bids)
638 soma_CVaRs = zeros (numb_bids)
639 desv_pad = zeros (numb_bids)
640 valor1_neutro = zeros (numb_bids)
641 valor1_baixo_grau = zeros (numb_bids)
642 valor1_alto_grau = zeros (numb_bids)
643 valor1_moderado_grau = zeros (numb_bids)
644 valor2_neutro = zeros (numb_bids)
645 valor2_baixo_grau = zeros (numb_bids)
646 valor2_alto_grau = zeros (numb_bids)
647 valor2_moderado_grau = zeros (numb_bids)
648 beta_1 = zeros (numb_bids)
649 beta_5 = zeros (numb_bids)
650 beta_10 = zeros (numb_bids)
651 beta_20 = zeros (numb_bids)
652 beta_30 = zeros (numb_bids)
653 beta_40 = zeros (numb_bids)
654 beta_50 = zeros (numb_bids)
655 omega = zeros (numb_bids)
656 omega_cont = zeros (numb_bids)
657 CALC_EXP_FIN = zeros (1000)
658 exp_fin = zeros (numb_bids)
659 CVaR_exp_fin = zeros (numb_bids)
660 acumulado = zeros (1000)
661
662 Resultados = zeros (numb_bids, 29)
663
664 for b = 1:numb_bids
665     bid_EOu = bid_EO[b]
666
667 #Sorteio curva de produção e preço
668
669 for y = 1:1000
670
671 #Sorteio Curva
672 H=1:3
673 j= rand(H)
674 curva_prod= curva_select[:,j]
```

```

675 curva_carbono= curva_prod*0.03*0.7 #considerado queima de 3% e
      70% de carbono
676
677 #Sorteio Preço
678 U=1:1000
679 l= rand(U)
680 curva_preco = dados_preco[:,1]
681
682 #Calculando o Fluxo de Caixa da Partilha
683 for i = 1:34
684     receita[i] = curva_prod[i]*curva_preco[i]
685     royalty[i] = aliq_roy*receita[i]
686     custo_v[i] = custo_var[i]*curva_prod[i]
687     receita_liq[i] = receita[i] - (royalty[i]+ custo_fix[i] +
      custo_v[i])
688
689 #Calculando o Excedente em Óleo
690     j = 0
691     if curva_preco[i] > 200
692         j = 41
693     else
694         j = Int(curva_preco[i] ÷ 5)
695         if (curva_preco[i] % 5) > 0
696             j += 1
697         end
698     end
699
700     if j == 0
701         j = 1
702     end
703
704     k = Int((curva_prod[i]/num_dias_ano/num_pocos*1000000) ÷
      500)
705
706     if (curva_prod[i] % 500) > 0
707         k += 1
708     end
709
710     if k == 0
711         k = 1
712     end
713
714
715

```

```

716     if tabela_EO[j,k] != 0.01
717         aliq_EO[i] = tabela_EO[j,k] + bid_EOu
718     else
719         aliq_EO[i] = tabela_EO[j,k]
720     end
721
722     if aliq_EO[i] < 0.01
723         aliq_EO[i] = 0.01
724     elseif aliq_EO[i] > 1
725         aliq_EO[i] = 1
726     end
727
728
729
730     compara[i] = teto_recuperacao * receita[i]
731
732     saldo_oleo[i] = sum(invest[1:i]) + sum(custo_fix[1:i]) +
733         sum(custo_v[1:i]) - sum(recuperacao[1:i])
734
735     if i > 8 && i < 34
736         if saldo_oleo[i] >= compara[i]
737             recuperacao[i] = compara[i]
738
739         else
740             recuperacao[i] = saldo_oleo[i]
741
742         end
743     else
744         recuperacao[i] = 0
745     end
746
747     EO[i] = receita[i] - royalty[i] - recuperacao[i]
748     EOu[i] = EO[i] * aliq_EO[i]
749
750     IR[i] = (receita_liq[i] - EOu[i] - deprec[i])*aliq_IR
751
752     FC_nominal[i] = (receita_liq[i] - EOu[i] - IR[i] - invest[i]
753         - aband[i] - curva_carbono[i]*preço_carbono)
754     FC_desc[i] = FC_nominal[i]*fator[i]
755 end
756
757 # Calculando o VPL

```

```

758 VPL[y] = sum(FC_desc) - bonus
759 #acumulado = cumsum(FC_nominal, dims=1)
760 #CALC_EXP_FIN= minimum(acumulado, dims=1)
761 CALC_EXP_FIN[y]=sum(FC_desc[1:9])
762 end
763
764 #Cálculo dos indicadores
765
766 VPL_esperado[b] = indicador_VPL_esperado(VPL)
767 desv_pad[b] = indicador_desv_pad(VPL)
768 CVaR_1i[b] = indicador_CVaR(10, VPL)
769 CVaR_5i[b] = indicador_CVaR(50, VPL)
770 CVaR_10i[b] = indicador_CVaR(100, VPL)
771 CVaR_20i[b] = indicador_CVaR(200, VPL)
772 CVaR_30i[b] = indicador_CVaR(300, VPL)
773 CVaR_40i[b] = indicador_CVaR(400, VPL)
774 CVaR_50i[b] = indicador_CVaR(500, VPL)
775
776 CVaR_1s[b] = indicador_CVaR_superior(10, VPL)
777 CVaR_5s[b] = indicador_CVaR_superior(50, VPL)
778 CVaR_10s[b] = indicador_CVaR_superior(100, VPL)
779 CVaR_20s[b] = indicador_CVaR_superior(200, VPL)
780 CVaR_30s[b] = indicador_CVaR_superior(300, VPL)
781 CVaR_40s[b] = indicador_CVaR_superior(400, VPL)
782 CVaR_50s[b] = indicador_CVaR_superior(500, VPL)
783
784 lambda_1 = 0 #Neutro a Risco
785 lambda_2 = 0.25 #Baixo Grau de Aversão a Risco
786 lambda_3 = 0.5 #Moderado Grau de Aversão a Risco
787 lambda_4 = 0.9 #Alto Grau de Aversão a Risco
788
789 soma_CVaRi[b] = (1/7)*(CVaR_1i[b]+CVaR_5i[b]+CVaR_10i[b]+
    CVaR_20i[b]+CVaR_30i[b]+CVaR_40i[b]+CVaR_50i[b])
790
791 valor1_neutro[b] = (1-lambda_1)*VPL_esperado[b]+lambda_1*
    soma_CVaRi[b]
792 valor1_baixo_grau[b] = (1-lambda_2)*VPL_esperado[b]+lambda_2*
    soma_CVaRi[b]
793 valor1_moderado_grau[b] = (1-lambda_3)*VPL_esperado[b]+
    lambda_3*soma_CVaRi[b]
794 valor1_alto_grau[b] = (1-lambda_4)*VPL_esperado[b]+lambda_4*
    soma_CVaRi[b]
795

```

```

796 soma_CVaRs [b] = (1/7)*(CVaR_1s [b]+CVaR_5s [b]+CVaR_10s [b]+
      CVaR_20s [b]+CVaR_30s [b]+CVaR_40s [b]+CVaR_50s [b])
797
798 valor2_neutro [b] = (1-lambda_1)*VPL_esperado [b]+(lambda_1/2)*
      soma_CVaRi [b]+(lambda_1/2)*soma_CVaRs [b]
799 valor2_baixo_grau [b] = (1-lambda_2)*VPL_esperado [b]+(lambda_2/
      2)*soma_CVaRi [b]+(lambda_2/2)*soma_CVaRs [b]
800 valor2_moderado_grau [b] = (1-lambda_3)*VPL_esperado [b]+(
      lambda_3/2)*soma_CVaRi [b]+(lambda_3/2)*soma_CVaRs [b]
801 valor2_alto_grau [b] = (1-lambda_4)*VPL_esperado [b]+(lambda_4/2
      )*soma_CVaRi [b]+(lambda_4/2)*soma_CVaRs [b]
802
803 beta_1 = CVaR_1i / CVaR_1s
804 beta_5 = CVaR_5i / CVaR_5s
805 beta_10 = CVaR_10i / CVaR_10s
806 beta_20 = CVaR_20i / CVaR_20s
807 beta_30 = CVaR_30i / CVaR_30s
808 beta_40 = CVaR_40i / CVaR_40s
809 beta_50 = CVaR_50i / CVaR_50s
810
811 omega [b] = indicador_omega (VPL)
812 omega_cont [b] = indicador_omega_cont (VPL)
813
814 exp_fin [b] = mean (CALC_EXP_FIN) - bonus
815 CVaR_exp_fin [b] = indicador_CVaR (50, CALC_EXP_FIN) - bonus
816
817
818 # VisualizaçÃo dos Resultados
819
820 Resultados [b, 1] = bid_E0 [b]
821 Resultados [b, 2] = VPL_esperado [b]
822 Resultados [b, 3] = desv_pad [b]
823 Resultados [b, 4] = CVaR_1i [b]
824 Resultados [b, 5] = CVaR_5i [b]
825 Resultados [b, 6] = CVaR_10i [b]
826 Resultados [b, 7] = CVaR_20i [b]
827 Resultados [b, 8] = CVaR_30i [b]
828 Resultados [b, 9] = CVaR_40i [b]
829 Resultados [b, 10] = CVaR_50i [b]
830 Resultados [b, 11] = valor1_neutro [b]
831 Resultados [b, 12] = valor1_baixo_grau [b]
832 Resultados [b, 13] = valor1_moderado_grau [b]
833 Resultados [b, 14] = valor1_alto_grau [b]
834 Resultados [b, 15] = beta_1 [b]

```

```
835 Resultados[b,16] = beta_5[b]
836 Resultados[b,17] = beta_10[b]
837 Resultados[b,18] = beta_20[b]
838 Resultados[b,19] = beta_30[b]
839 Resultados[b,20] = beta_40[b]
840 Resultados[b,21] = beta_50[b]
841 Resultados[b,22] = omega[b]
842 Resultados[b,23] = valor2_neutro[b]
843 Resultados[b,24] = valor2_baixo_grau[b]
844 Resultados[b,25] = valor2_moderado_grau[b]
845 Resultados[b,26] = valor2_alto_grau[b]
846 Resultados[b,27] = exp_fin[b]
847 Resultados[b,28] = CVaR_exp_fin[b]
848 Resultados[b,29] = omega_cont[b]
849
850 end
851
852
853 Result = Array{Float64}
854 Result = DataFrame(Resultados, :auto);
855
856 CSV.write("Resultados_Partilha.csv", Result)
```