UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
FACULDADE DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO E CONTABILIDADE
DE RIBEIRÃO PRETO
DEPARTAMENTO DE ADMINISTRAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO DE ORGANIZAÇÕES

FELIPE COSTA ARAUJO

**Métodos de análise multicritério e teoria dos jogos aplicados à escolha dos regimes
alternativos para a exploração de petróleo e gás no Brasil**

ORIENTADOR: PROF. DR. ALEXANDRE BEVILACQUA LEONETI

Ribeirão Preto
2018

Prof. Dr. Vahan Agopyan
Reitor da Universidade de São Paulo

Prof. Dr. Dante Pinheiro Martinelli
Diretor da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto

Prof. Dr. Marcio Mattos Borges de Oliveira
Chefe do Departamento de Administração da Faculdade de Economia, Administração e
Contabilidade de Ribeirão Preto

FELIPE COSTA ARAUJO

Métodos de análise multicritério e teoria dos jogos aplicados à escolha dos regimes
alternativos para a exploração de petróleo e gás no Brasil

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Administração de Organizações da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Mestre em Ciências.

ORIENTADOR: PROF. DR. ALEXANDRE BEVILACQUA LEONETI

Versão Corrigida. A original encontra-se disponível na FEA-RP/USP

Ribeirão Preto
2018

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por meio de qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

FICHA CATALOGRÁFICA

Araujo, Felipe Costa

Métodos de análise multicritério e teoria dos jogos aplicados à escolha dos regimes alternativos para a exploração de petróleo e gás no Brasil

Ribeirão Preto, 2018.

198 f.

Dissertação de Mestrado, apresentada à Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto/USP.

Orientador: Leoneti, Alexandre Bevilacqua

1. MCDM/A; 2. Teoria dos jogos; 3. Regimes regulatórios; 4. Exploração e Produção (E&P); 5. Petróleo e Gás; 6. Brasil.

Nome: ARAUJO, Felipe Costa

Título: Métodos de análise multicritério e teoria dos jogos aplicados à escolha dos regimes alternativos para a exploração de petróleo e gás no Brasil

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Administração de Organizações da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Aprovado em:

Banca Examinadora:

Prof. PhD. Luiz Flavio Autran Monteiro Gomes

Prof. Dr. Carlos Roberto de Godoy

Profa. Dr. Marcio Mattos Borges de Oliveira

Prof. Dr. Alexandre Bevilacqua Leoneti

RESUMO

ARAUJO, F. C. **Métodos de análise multicritério e teoria dos jogos aplicados à escolha dos regimes alternativos para a exploração de petróleo e gás no Brasil**. 2018. 198 f. Dissertação (Mestrado em Administração de Organizações) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto da Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, SP, 2018.

O Brasil vem passando por um período de mudanças na regulação do mercado de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás com o intuito de promover o seu desenvolvimento econômico, tecnológico e científico. Duas destas mudanças foram responsáveis por drásticas modificações no mercado de E&P brasileiro, sendo a primeira, a quebra do monopólio da Petrobras em 1997 com o início da utilização do regime de concessão e, a segunda, a utilização do regime de partilha de produção a partir de 2013 para as áreas estratégicas, especialmente o pré-sal. A busca por um regime regulatório adequado para o mercado de E&P é uma tarefa bastante complexa, porque cada agente envolvido busca defender seus próprios interesses e critérios, o que acaba por resultar em um problema em grupo. Neste trabalho pioneiro, uma nova metodologia é proposta, combinando uma abordagem de tomada de decisão multicritério (MCDM/A) e a teoria de jogos, com o intuito de compreender e analisar mais profundamente este problema e encontrar soluções de equilíbrio. Esta metodologia inovadora é uma das contribuições deste trabalho e propõe modelar a escolha de um regime regulatório mais adequado como um jogo de negociação, levando em consideração as diferentes preferências e perspectivas de todos os agentes envolvidos no mercado brasileiro de E&P de petróleo e gás. Três aplicações práticas do modelo foram realizadas, sendo que as duas primeiras aplicações foram realizadas com dados teóricos e a terceira a partir de coleta de dados com especialistas do mercado de E&P brasileiro. Como principal resultado, verificou-se que a lógica destas aplicações práticas se assemelham ao jogo clássico da Batalha dos Sexos, onde as melhores soluções acontecem quando os agentes coordenam suas ações, mesmo com interesses opostos. Esta dinâmica de conflito de interesses torna a busca por soluções desafiante, sendo improvável que os objetivos de todos os jogadores sejam adequadamente atendidos por somente uma opção, independentemente da alternativa escolhida.

Palavras-chave: MCDM/A; teoria dos jogos; regimes regulatórios; exploração e produção (E&P); Petróleo e Gás; Brasil.

ABSTRACT

ARAÚJO, F. C. **Multicriteria methods analysis and game theory applied to the choosing of regulatory frameworks for oil and gas exploration in Brazil.** 2018. 198 f. Dissertação (Mestrado em Administração de Organizações) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto da Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, SP, 2018.

Brazil is facing a period of changes in its regulatory frameworks aiming to promote the economic, technological and scientific development of its entire oil and gas exploration and production (E&P) market. Two of these changes have drastically modified the Brazilian E&P market, which the first one was the utilization of the concession regime breaking the Petrobras monopoly after 1997 and the second one, the adoption of production sharing contracts (PSCs) after 2013 for all the strategic areas, especially the pre-salt. Finding a suitable regulatory framework for the E&P market is a quite complicated task, because every agent involved seeks to defend its own interests and criteria, resulting in a group problem. In this pioneering work, a new methodology is proposed by combining a multicriteria decision-making (MCDM/A) and a game theory approach, targeting to understand and analyze more deeply this complex problem in order to find equilibrium solutions. This innovative methodology is one of the main contributions of this work and proposes to model the choosing of an appropriate regulatory framework as a negotiation game, taking into account the different preferences and perspectives of all agents involved in the Brazilian E&P market. Three practical applications were performed, where the first two were carried out with theoretical data and the third one by using data collected with Brazilian E&P market experts. The main outcome identified that the logic behind these practical applications is similar to the classical game of Battle of sexes, where the best solutions happen when players coordinate their actions, even with opposing interests. This dynamic of conflict of interests makes the search for adequate solutions a challenging task, being unlikely that the objectives of all the players will be sufficiently accomplished by only one option, regardless of the alternative chosen.

Keywords: MCDM/A; Game Theory; Regulatory frameworks; Exploration and Production (E&P); Oil and Gas; Brazil.

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Resumo das principais diferenças entre os regimes regulatórios	78
Quadro 2 - Resumo da fase preliminar do problema (2 jogadores)	103
Quadro 3 - Bibliografia utilizada para catalogação e caracterização de cada critério	105
Quadro 4 - Matriz de decisão gerada a partir de Bain e Tozzini (2009).....	106
Quadro 5 - Matriz de decisão gerada a partir de Alberta (2009)	108
Quadro 6 - Matriz de decisão gerada a partir de Nakhle (2008, 2015).....	109
Quadro 7 - Matriz de decisão gerada a partir de Tolmasquin e Pinto Junior (2011).....	110
Quadro 8 - Matriz de decisão gerada a partir de Tordo et al. (2010).....	112
Quadro 9 - Ordem de preferência de cada jogador (P1 e P2)	116
Quadro 10 - Resumo da fase preliminar do problema (3 jogadores)	120
Quadro 11 - Ordem de preferência de cada jogador (P1, P2 e P3)	122
Quadro 12 - Lista completa dos vinte e quatro pré-critérios (PCs)	127
Quadro 13 - Lista dos quatorze critérios mais significativos e relevantes.....	129
Quadro 14 - Perfil dos quinze especialistas do mercado de E&P brasileiro	141
Quadro 15 - Ordem de preferência dos governos locais (P1)	142
Quadro 16 - Ordem de preferência das empresas exploradoras (P2).....	142
Quadro 17 - Ordem de preferência dos fornecedores de produtos e serviços (P3).....	143
Quadro 18 - Consolidado da ordem de preferência de cada jogador	143

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Cenário proposto para campo de Marlim (Bacia de Campos)	20
Tabela 2 - Resumo das dez primeiras Rodadas de Licitações de 1999 a 2008	30
Tabela 3 - Resumo da 11ª até a 15ª Rodadas de licitações de 2013 a 2018	36
Tabela 4 - Resultados dos valores encontrados para projeção escalar e PCF	72
Tabela 5 - Resultados dos novos valores do PCF (ϕ') do exemplo hipotético	73
Tabela 6 - Matriz de pagamento (payoff) do exemplo hipotético	74
Tabela 7 - Matriz de decisão em grupo do exemplo hipotético.....	75
Tabela 8 - Matriz de pagamento (payoff) do exemplo hipotético dos jogadores P1 e P2.....	75
Tabela 9 - Percentuais do government take e custos de projetos de E&P no mundo.....	85
Tabela 10 - Estudo comparativo de regimes de E&P no mundo.....	87
Tabela 11 - Matriz de decisão utilizando-se a mediana como centralidade	113
Tabela 12 - Matriz de decisão com incorporação da Alternativa Ideal (IA)	113
Tabela 13 - Matriz dos resultados dos novos valores do PCF (ϕ')	114
Tabela 14 - Matriz de pagamentos (payoff)	115
Tabela 15 - Matriz de Pagamento (payoff) de cada jogador (P1 e P2)	116
Tabela 16 - Matriz de decisão para aplicação prática com 3 jogadores	121
Tabela 17 - Matriz de pagamento (payoff) final para os três jogadores (P1, P2 e P3).....	123
Tabela 18 - Estatística descritiva da primeira etapa da coleta de dados.....	130
Tabela 19 - Matriz de correlação de Pearson (R)	134
Tabela 20 - Variância total explicada e número de componentes	135
Tabela 21 - Componentes e suas respectivas cargas fatoriais	136
Tabela 22 - Valor das comunalidades dos 14 critérios.....	139
Tabela 23 - Índice KMO, alpha de cronbach e teste de Bartlett.....	139
Tabela 24 - Distribuição das respostas para a rentabilidade dos projetos de E&P.....	144
Tabela 25 - Distribuição das respostas para a participação governamental	145
Tabela 26 - Distribuição das respostas para a estrutura fiscal e regulatória.....	145
Tabela 27 - Distribuição das respostas para a estabilidade	146
Tabela 28 - Distribuição das respostas para a flexibilidade	146
Tabela 29 - Matriz de decisão a partir de coleta de dados com os especialistas	147
Tabela 30 - Matriz de pagamentos (payoff) final para os três jogadores	148

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Distribuição dos regimes regulatórios adotados no mundo	4
Figura 2 - Consumo mundial de energia primária em MM TOE de 2000 até 2016.....	13
Figura 3 - Consumo de energia primária no Brasil em MM TOE de 2007 até 2016.....	14
Figura 4 - Produção, Consumo, Reservas e R/P de Petróleo no Brasil (1995-2016).....	15
Figura 5 - Produção, Consumo, Reservas e R/P de Gás Natural no Brasil (1995-2016).....	16
Figura 6 - Fluxo de Caixa (MM US\$) para o cenário proposto.....	21
Figura 7 - Blocos de Exploração nas Bacias de Campos, Santos e Espirito Santo.....	37
Figura 8 - Jogo Clássico de Combinar Moedas (Matching Pennies).....	49
Figura 9 - Jogo Clássico da Batalha dos Sexos.....	50
Figura 10 - Jogo Clássico do Dilema do Prisioneiro	50
Figura 11 - Jogo Clássico da Galinha (<i>Chicken Game</i>)	51
Figura 12 - Jogo Clássico do Pombo-Falcão (<i>Dove-Hawk</i>).....	52
Figura 13 - Jogo Clássico da Caça ao Cervo (Stag Hunt Game)	53
Figura 14 - Procedimento para resolução de um problema multicritério	61
Figura 15 - Diagrama das possíveis interações estratégicas entre os jogadores	63
Figura 16 - Exemplo de Matriz de Decisão para um problema multicritério	63
Figura 17 - Matriz de Decisão em Grupo (GMCDM) em um problema multicritério	68
Figura 18 - Exemplo hipotético com quatro alternativas e dois critérios	71
Figura 19 - Exemplo hipotético da projeção escalar de duas alternativas (A1 e A2).....	72
Figura 20 - Gráfico de exemplo hipotético com a Alternativa Ideal (IA).....	73
Figura 21 - Gráfico da matriz de pagamento (payoff) do exemplo hipotético	75
Figura 22 - Método do equilíbrio de Nash aplicado na matriz de pagamento.....	76
Figura 23 - Gráfico dos percentuais do government take em projetos de E&P no mundo.....	86
Figura 24 - Gráfico da matriz de pagamento (payoff) de cada jogador (P1 e P2).....	116
Figura 25 - Equilíbrio de Nash aplicado nos pagamentos (payoff) de cada jogador	117
Figura 26 - Soluções de equilíbrio de Nash puro para segunda aplicação prática.....	124
Figura 27 - Figura esquemática do procedimento para definir os critérios de avaliação.....	128
Figura 28 - Perfil dos respondentes da primeira etapa da coleta de dados	130
Figura 29 - Gráfico de sedimentação (Screeplot)	135
Figura 30 - Soluções de equilíbrio de Nash puro para terceira aplicação prática.....	149

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Justificativa	9
1.2	Objetivos principais e secundários.....	12
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	13
2.1	Mercado de E&P de petróleo e gás.....	13
2.1.1	<i>Produção, Consumo, Reservas e Vida Útil (R/P)</i>	<i>13</i>
2.1.2	<i>Principais fases da exploração de petróleo e gás natural.....</i>	<i>17</i>
2.1.2.1	Parâmetros para avaliação econômica de projetos de E&P	19
2.1.3	<i>Evolução da utilização dos regimes regulatórios no Brasil</i>	<i>23</i>
2.1.3.1	Período anterior a 2ª Guerra Mundial: Falta de investimentos e legislação	23
2.1.3.2	Período posterior a 2ª Guerra Mundial: Início do monopólio da Petrobras.....	23
2.1.3.3	Década de 70 e 80: Abertura da fronteira de exploração offshore	25
2.1.3.4	Década de 90 e início da década de 2000: Quebra do monopólio da Petrobras.....	26
2.1.3.4	Após 2007: Descoberta da região do pré-sal	31
2.2	Tomada de Decisão.....	38
2.2.1	<i>Métodos de estruturação de problemas (PSM).....</i>	<i>40</i>
2.2.2	<i>Métodos de tomada de decisão multicritério</i>	<i>41</i>
2.2.3	<i>Teoria da Utilidade Multicritério (MAUT).....</i>	<i>42</i>
2.2.4	<i>Teoria dos jogos e equilíbrio de Nash</i>	<i>45</i>
2.2.4.1	Jogos de Soma Zero.....	48
2.2.4.2	Batalha dos Sexos.....	49
2.2.4.3	Dilema dos Prisioneiros (Prisoner's Dilemma)	50
2.2.4.4	Jogo da Galinha (Chicken Game).....	51
2.2.4.5	Caça ao Cervo (Stag Hunt Game)	52
2.2.5	<i>Aplicações conjuntas de MCDM e teoria dos jogos</i>	<i>53</i>
2.2.6	<i>Aplicação de MCDM e teoria dos jogos em E&P de petróleo e gás</i>	<i>56</i>

3	METODOLOGIA.....	61
3.1	Fase Preliminar.....	61
3.2	Fase Intermediária	62
3.2.1	<i>Primeira etapa: Geração da Matriz de Decisão</i>	<i>62</i>
3.2.2	<i>Segunda etapa: Cálculo da Função de Utilidade (UF).....</i>	<i>64</i>
3.2.3	<i>Terceira etapa: Cálculo da matriz de pagamento (payoff)</i>	<i>66</i>
3.2.4	<i>Quarta etapa: Teoria dos jogos aplicada a decisões em grupo</i>	<i>66</i>
3.3	Fase Final	69
4	EXEMPLO NUMÉRICO	71
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	77
5.1	Comparação entre os regimes regulatórios	77
5.1.1	<i>Fenômeno da maldição do petróleo (“resource curse”)</i>	<i>89</i>
5.2	Estudo dos critérios de avaliação para atratividade de um regime.....	92
5.3	Primeira aplicação prática a partir de revisão bibliográfica (dois jogadores)	93
5.3.1	<i>Fase Preliminar: Jogadores, Objetivos, critérios e alternativas</i>	<i>94</i>
5.3.1.1	Escolher Jogadores	94
5.3.1.2	Definir Objetivos.....	94
5.3.1.3	Estabelecer Critérios.....	96
5.3.1.4	Ações ou Alternativas	100
5.3.2	<i>Fase Intermediária: Escolha do modelo, avaliação dos critérios e dos pesos</i>	<i>103</i>
5.3.2.1	<i>Primeira etapa: Geração da matriz de decisão</i>	<i>104</i>
5.3.2.1.1	<i>Matriz de decisão gerada a partir de Bain e Tozzini (2009)</i>	<i>105</i>
5.3.2.1.2	<i>Matriz de decisão gerada a partir de Alberta (2009)</i>	<i>108</i>
5.3.2.1.3	<i>Matriz de decisão gerada a partir de Nakhle (2008, 2015)</i>	<i>109</i>
5.3.2.1.4	<i>Matriz de decisão gerada a partir de Tolmasquin e Pinto Junior (2011)</i>	<i>110</i>
5.3.2.1.5	<i>Matriz de decisão gerada a partir de Tordo et al. (2010).....</i>	<i>111</i>
5.3.2.1.6	<i>Matriz de decisão agrupada</i>	<i>112</i>

5.3.2.2 Segunda etapa: Cálculo da função de utilidade (UF)	113
5.3.2.3 Terceira etapa: Cálculo da Matriz de Pagamentos (payoff).....	114
5.3.2.4 Quarta etapa: Teoria de Jogos aplicada a decisões em grupo.....	115
5.3.3 Fase Final: Avaliação das alternativas e análise dos resultados obtidos.....	116
5.4 Segunda aplicação prática a partir de revisão bibliográfica (três jogadores).....	118
5.4.1 Fase Preliminar: Jogadores, Objetivos, Critérios e Alternativas	118
5.4.2 Fase Intermediária: Escolha do modelo, avaliação dos critérios e dos pesos.....	120
5.4.2.1 1ra, 2da e 3ra etapas: Cálculo da Matriz de Pagamento (payoff).....	121
5.4.2.2 4ta etapa: Teoria de Jogos aplicada a decisões em grupo.....	121
5.4.3 Fase Final: Avaliação das alternativas e análise dos resultados obtidos.....	123
5.5 Terceira aplicação prática com coleta de dados com especialistas.....	125
5.5.1 Fase Preliminar: Jogadores, Objetivos, critérios e alternativas.....	125
5.5.1.1 Primeira fase da coleta de dados: Pré-teste	125
5.5.1.2 Segunda fase da coleta de dados: Definição dos critérios mais relevantes.....	126
5.5.1.3 Terceira fase da coleta de dados: Primeira etapa.....	129
5.5.1.3.1 Estatística descritiva.....	130
5.5.1.3.2 Análise fatorial	131
5.5.1.3.3 Resultados da análise fatorial	133
5.5.1.3.4 Medidas de adequação da análise fatorial	138
5.5.1.4 Quarta fase da coleta de dados: Segunda etapa	140
5.5.1.4.1 Primeira parte: Ordem de importância relativa dos critérios.....	141
5.5.1.4.1 Segunda parte: Mensurar os critérios em relação as alternativas.....	144
5.5.2 Fase Intermediária: Escolha do modelo, avaliação dos critérios e dos pesos.....	147
5.5.3 Fase Final: Avaliação das alternativas e análise dos resultados obtidos.....	148
5.6 Consolidação dos resultados das três aplicações práticas.....	150
6 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES	153
7 CONSIDERAÇÕES FINAIS	155

REFERÊNCIAS	161
Apêndice A - Detalhamento dos critérios qualitativos	172
Apêndice B - Primeira Etapa da Coleta de dados.....	183
Apêndice C - Segunda Etapa da Coleta de dados	187
Apêndice D - Resumo das Respostas Discursivas	197

1 INTRODUÇÃO

A utilização do petróleo remonta aos povos antigos, tais como: babilônios, fenícios, egípcios, gregos e romanos (THOMAS, 2001), nas mais variadas funções como calefação de embarcações, fins medicinais, assentamento de tijolos, vedações de muros, pavimentação de estradas, lubrificante e material inflamável para fins bélicos (MORAIS, 2013). Porém, somente quando o Coronel Drake fez a perfuração do primeiro poço em Tittusville (Pensilvânia, EUA) em 1859 com uma profundidade de aproximadamente 20 metros (YERGIN, 2010) é que se reconhece o início da exploração comercial e da chamada era do petróleo (THOMAS, 2001). A partir disso, a exploração de petróleo em território norte-americano se caracterizou pela busca de novas fronteiras e áreas de exploração em outros estados como Ohio, Indiana, Califórnia e Texas (MORAIS, 2013; YERGIN, 2010) e também ao redor do mundo como Azerbaijão (Bakku), Canadá (Ontário) e outros (YERGIN, 2010).

A legislação de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural é principalmente definida pelas regras de exploração adotadas pelos governos de cada país, conhecido como regime regulatório, onde cada país é único na sua estruturação e operacionalização (JOHNSTON, 1994). Bain e Tozzini (2009) definem aos regimes regulatórios como o modo que o Estado ordena as atividades, se envolve e se relaciona com os diferentes setores da indústria, principalmente, as empresas exploradoras. Tolmasquin e Pinto Junior (2011) definem aos regimes como marcos regulatórios pelo qual a renda petrolífera é apropriada pelo Estado e repartida pelos agentes econômicos envolvidos na indústria.

Os marcos regulatórios estabelecidos por cada país também visam reduzir certas distorções da economia de mercado. Os sistemas regulatórios são responsáveis pelo controle geral do mercado, com o intuito de organizar, estruturar e desenvolver a concorrência entre as empresas envolvidas, buscando incentivar a eficiência e a equidade, bem como equilibrar vários interesses, geralmente conflitantes, de vários setores da sociedade (BALDWIN et al., 2012). Normalmente, as empresas exploradoras têm como objetivo principal o lucro no curto prazo, através da maximização da produção das reservas de petróleo e gás natural e retorno do capital investido no menor prazo de tempo possível, enquanto que o Estado prioriza a geração de benefícios no longo prazo por se tratar de um recurso não-renovável (LUCCHESI, 2011). Neste quesito surge a questão da justiça intergeracional, onde a renda petrolífera gerada deve auxiliar no desenvolvimento social e econômico em benefício tanto das gerações presentes quanto futuras (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011; CARVALHO, 2008).

Um dos principais componentes dos regimes regulatórios é a definição da participação governamental nas atividades da indústria petrolífera. O conjunto de participações governamentais é conhecido na literatura como *government take* e representa a “parcela do governo” referente a renda petrolífera gerada (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011). Consoli (2015) detalha que os Estados escolhem os regimes regulatórios mais aplicáveis de acordo com diversos parâmetros: (i) riscos geológicos e econômicos envolvidos nas atividades de exploração¹; (ii) recursos e tecnologias necessárias, principalmente em áreas *offshore*; (iii) volume das reservas estimadas de petróleo e gás natural; (iv) vida útil das reservas; e (v) incertezas de natureza institucional e econômica. Cabe destacar que qualquer projeto de E&P de petróleo e gás natural, principalmente em fase exploratória, está sujeito a diversos riscos de caráter geológico, já que existe uma chance de inexistência de reservas ou impossibilidade de exploração de maneira econômica (LUCCHESI, 2011). Tordo et al. (2010) argumentam que o nível de sucesso exploratório se situava em aproximadamente 33% em 2010, em comparação a 17% nos anos 60, devido principalmente a avanços tecnológicos das técnicas de sísmica.

A partir de uma extensa revisão bibliográfica, podem ser definidos os quatro principais regimes regulatórios mais adotados por países produtores de petróleo e gás, a saber: (i) concessão; (ii) contrato de partilha de produção (*Production Sharing Contract* ou PSC); (iii) contrato de serviços; e (iv) *joint-venture* (BAIN; TOZZINI, 2009; CONSOLI, 2015; COIMBRA, 2013; VILANI, 2010, LUCCHESI, 2011). Johnston (1994, 2008), Tolmasquin e Pinto Junior (2011), Nakhle (2008, 2015), Tordo et al. (2010) e Mommer (1999) dividem os regimes regulatórios de maneira ligeiramente diferente em somente duas categorias: concessão e contratuais remuneratórios, sendo que a principal diferença entre eles é a propriedade dos hidrocarbonetos. Nos regimes de concessão a propriedade é da empresa exploradora, já nos regimes contratuais (*Partilha de Produção, Serviços e joint-venture*), a propriedade fica com o Estado.

A concessão é o sistema por meio do qual o Estado, titular originário dos direitos sobre os hidrocarbonetos, concede a uma ou mais empresas a exclusividade na exploração e produção de hidrocarbonetos de uma certa área específica e por um determinado período de tempo (BAIN; TOZZINI, 2009; JOHNSTON, 1994). O regime de concessão implica na transferência da propriedade do Estado para a empresa exploradora, sendo que esta pode dispor livremente

¹ Em um cenário de prospecção e exploração, dominado por diversas incertezas e riscos geológicos, a disponibilidade de qualquer informação prévia dos reservatórios próximos, geologia característica da região, potencial de reservas, dentre outros, é extremamente importante (JOHNSTON, 1994), resultando em uma enorme diferença nas decisões de investimentos a serem realizadas pelas empresas exploradoras.

desses hidrocarbonetos (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011). No Brasil, este regime foi utilizado a partir da quebra do monopólio da Petrobras em 1997 através leilões públicos, conhecidos como rodadas de licitações, onde para obter a concessão de determinadas áreas, as empresas deveriam apresentar uma série de requisitos e competências técnicas, econômicas e jurídicas estabelecidos pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) (VILANI, 2010). Dentre as obrigações exigidas para as concessões se encontram: (i) pagamento de tributos; (ii) conteúdo local mínimo; (iii) investimentos em recursos humanos, pesquisa e desenvolvimento local; e (iv) compromissos exploratórios mínimos (ANP, 2018).

O regime de partilha de produção (PSC) se caracteriza por um contrato firmado entre o Estado (normalmente através de uma NOC²) e as empresas exploradoras que conduzem as atividades de exploração e produção assumindo todos os riscos e custos da exploração (JOHNSTON, 1994; BAIN; TOZZINI, 2009), recebendo em contrapartida, se as atividades forem exitosas, uma parte dos lucros obtidos (JOHNSTON, 1994). Se as atividades não forem exitosas, as empresas exploradoras normalmente assumem todos os custos envolvidos. Uma das características mais essenciais dos contratos de partilha é que a propriedade segue nas mãos do Estado (JOHNSTON, 1994; BAIN; TOZZINI, 2009). Consoli (2015) detalha que neste regime, as empresas exploradoras têm direito a restituição dos custos (óleo-custo), assim como uma parcela do lucro (óleo-lucro), ou seja, as empresas recebem parte dos hidrocarbonetos produzidos como uma compensação pelos riscos exploratórios (BAIN; TOZZINI, 2009). Os percentuais de partilha variam em função de diversos fatores como riscos geológicos, comerciais, políticos e poder de barganha (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011).

O regime de contrato de serviços é adotado nos países em que o direito de exploração é atribuição exclusiva do Estado (normalmente através da NOC), onde as outras empresas exploradoras têm pouco ou nenhum acesso às atividades de exploração e produção (BAIN; TOZZINI, 2009). Nestes contratos, as empresas exploradoras recebem uma remuneração como reembolso dos custos, em função dos resultados alcançados ou do excedente econômico gerado (JOHNSTON, 1994). Este tipo de modalidade foi adotado no Brasil durante as décadas de 70 e 80, onde, em caso de sucesso, a totalidade da produção seria entregue à Petrobras e as empresas seriam remuneradas com uma participação dos resultados (CONSOLI, 2015). Porém após a aprovação da nova Constituição em 1988, este tipo de regime já não é mais utilizado no Brasil.

² NOC significa *National Oil Company* (Empresa Petroleira Nacional), sendo um termo utilizado para denominar a empresa estatal de um país, como PDVSA na Venezuela e Petrobras no Brasil. Da mesma maneira, as empresas multinacionais de E&P como Shell, Chevron e BP são denominadas de IOC (*International Oil Company*).

Existe ainda o regime chamado de *joint-venture*, historicamente um pouco menos utilizado pelos países de maneira geral (BAIN; TOZZINI, 2009). Este regime é caracterizado como uma parceria entre o Estado e a empresa exploradora, para as fases de exploração e produção (BAIN; TOZZINI, 2009), onde o Estado (através da NOC), além de regular e fiscalizar as atividades, atua como parceiro comercial. Este tipo de regime é uma ferramenta das empresas estatais, para diversificar seus investimentos e melhor distribuir os riscos exploratórios associados às atividades de exploração (JOHNSTON, 1994). Neste regime, o Estado usualmente participa ativamente nas atividades desenvolvidas e também assume os custos e os riscos de exploração de acordo com a sua participação societária (CONSOLI, 2015; TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011).

De acordo com Bain e Tozzini (2009), é importante comparar os regimes regulatórios utilizados com outros países do mundo com o intuito de aprimorar e modernizar através das melhores e mais exitosas práticas, dado a competição entre os países pelos recursos a serem investidos. A figura 1 apresenta os regimes regulatórios mais predominantemente utilizados pelos países ao redor do mundo. É possível também identificar que alguns países utilizam mais de um regime em seus territórios.

Figura 1 - Distribuição dos regimes regulatórios adotados no mundo

Fonte: Bain e Tozzini (2009)

Bain e Tozzini (2009) destacam que o regime de concessão é normalmente adotado em países desenvolvidos, tais como EUA, Noruega, Canadá e Reino Unido, além de países em

desenvolvimento com quadros institucionais relativamente estáveis como Brasil³, Argentina, Colômbia e Rússia. O regime de partilha de produção (PSC) é utilizado por países com elevada taxa de produção, como Angola, Indonésia, Cazaquistão, Nigéria e Líbia, que estão em fase de desenvolvimento econômico e com foco na defesa dos interesses nacionais, porém que não contam com quadro institucional relativamente estável (BAIN; TOZZINI, 2009; GOMES, 2009). China e Índia, países emergentes e de grande destaque na economia mundial, também utilizam este regime.

O regime de serviços geralmente é utilizado por países de relativa facilidade de exploração e produção dos recursos, tais como: Arábia Saudita, México e Irã. Estes países já são grandes produtores e geralmente não têm um grande interesse em atrair outras empresas exploradoras para atuar em seus territórios (BAIN; TOZZINI, 2009). O regime de *joint-venture* é pouco utilizado, tendo como principal exemplo a Venezuela, onde a formação de associações é uma das únicas maneiras das empresas exploradoras entrarem no mercado junto com a empresa estatal PDVSA (BAIN; TOZZINI, 2009).

Tolmasquin e Pinto Junior (2011) reforçam que os países buscam ter uma melhor qualidade da regulação e arranjos contratuais através de uma agenda contratual comum de compromissos exploratórios, legislação básica para o controle das atividades e mecanismos de controle apropriados. Os países têm o desafio de buscar distribuir adequadamente as rendas entre os governos e empresas visando encorajar os investidores e assegurar a otimização dos recursos petrolíferos (NAKHLE, 2008). Além disso, outro item comum importante é a adequação e a tolerância ao risco exploratório, sendo que em Estados com maior aversão ao risco utilizam-se taxas atreladas ao faturamento como royalties e bônus de assinatura; e em Estados com menor aversão utilizam-se contratos de partilha atrelados à produção de petróleo e gás natural (JOHNSTON, 1994). Em alguns momentos, uma legislação com foco nos interesses nacionais não obtém os melhores resultados, principalmente em ambientes de grande volume de investimento necessário, desafios tecnológicos, riscos exploratórios, dentre outros. A própria natureza da exploração petrolífera leva a elevados gastos no início dos projetos e a um considerável período de tempo para início da entrada de receitas, dificultando ainda mais a busca de um regime regulatório adequado para atender aos interesses dos governos e das

³ O Brasil implementou diversas mudanças em seu marco regulatório durante os últimos anos, estabelecendo o regime de partilha de produção para a região do pré-sal e outras áreas consideradas de interesse estratégico nacional, a partir de 2013. Porém, o regime de concessão ainda é o mais predominantemente utilizado.

empresas (NAKHLE, 2008). Além disso, os recursos petrolíferos têm algumas características especiais, como ser não-renováveis, contar com elevados riscos geológicos e apresentar considerável volatilidade dos preços, que devem ser incorporados pelos países em seus arcabouços regulatórios (KANKAM; ACKAH, 2014).

Desde o século XIX com os primeiros poços pioneiros até os dias atuais com a exploração em águas profundas, a indústria de exploração de petróleo e gás no Brasil apresentou características bem singulares. O Brasil possui diversas bacias sedimentares catalogadas ao longo de sua plataforma terrestre, porém são poucas as que apresentaram condições de exploração economicamente viáveis (CONSOLI, 2015). Conforme Tolmasquin e Pinto Junior (2011), a Petrobras gerou um relatório feito por um experiente geólogo norte-americano (Walter K. Link) nos anos 60, chamado de “Relatório Link”, indicando que não havia possibilidade de se descobrir grandes reservas de petróleo nas bacias terrestres e que se deveria abrir as fronteiras para o ambiente *offshore*. Em plataformas terrestres, o volume de recursos investidos é muito menor e exige um menor esforço tecnológico e econômico (CONSOLI, 2015). Porém, Morais (2013) detalha que mesmo com custos de exploração e produção maiores, a partir da década de 1970, devido a uma maior tecnologia em equipamentos e sistemas de produção de petróleo, se tornou viável o aproveitamento de campos situados a longas distâncias do litoral brasileiro. E, ao longo dos anos, o desenvolvimento de novas tecnologias se tornou crucial para as empresas exploradoras devido a geologias mais difíceis, maiores lâminas d’água, poços cada vez mais profundos e outros (MORAIS, 2013).

O Estado brasileiro, como sendo o detentor dos direitos de exploração de petróleo e gás natural em seu território, busca o regime que possibilite o maior retorno possível das participações governamentais para a sociedade, através de impostos, contribuições, royalties e outros (ANP, 2018). Por outro lado, o Estado é também interessado na criação de um ambiente propício ao desenvolvimento econômico do país já que o nível das participações governamentais pode aumentar ou diminuir a atratividade dos investimentos e, consequentemente, afetar o volume de capital investido. Desta maneira, Johnston (1994) enumera que os principais objetivos do Estado no momento de escolha dos seus regimes regulatórios deveriam ser: (i) obtenção de um retorno justo e equitativo dos investimentos realizados às empresas exploradoras e ao Estado; (ii) evitar especulações; (iii) limitação de encargos administrativos indevidos e desnecessários; (iv) manutenção de um ambiente de competitividade e eficiência entre todos os setores envolvidos. Hunter (2010) menciona que a escolha do aparato regulatório e suas participações

governamentais não é trivial, já que estabelece como o governo busca maximizar sua arrecadação, mantendo a atratividade dos projetos e otimizando a produção de petróleo e gás em território nacional.

As empresas exploradoras e operadoras de petróleo e gás têm como principal finalidade a exploração e a produção de suas reservas com o menor custo, gerando a maior margem de lucro possível, além de garantir reservas para futuras explorações e ter o maior controle gerencial e operacional possível destas reservas (JOHNSTON, 1994). Coimbra (2013) menciona que quanto maior as participações governamentais, menor será o potencial lucro das empresas exploradoras e, consequentemente, menor a atratividade da exploração econômica dos recursos. Os interesses antagônicos entre os governos, que são os detentores das reservas, e as empresas exploradoras são os principais fatores a ditar a dinâmica de investimento na indústria como um todo (COIMBRA, 2013).

Além dos interesses distintos em relação às participações governamentais, existe o aspecto da estabilidade político-institucional, sendo que em países com maior instabilidade existe uma predominância de regimes que não oneram pesadamente as empresas operadoras, uma vez que as atividades estarão sujeitas a incertezas políticas e institucionais (CONSOLI, 2015). Johnston (1994) menciona que os principais riscos político-institucionais são: (i) nacionalização ou expropriação de instalações; (ii) aumento generalizado dos tributos cobrados; (iii) controle de preços por parte do Estado; (iv) quebra de contratos. Outro elemento relevante à atratividade das atividades de petróleo e gás é a própria instabilidade do mercado internacional, principalmente em períodos de preços baixos onde a renda gerada pode não atingir uma mínima atratividade necessária (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011).

As empresas fornecedoras de produtos e serviços também fazem parte da cadeia de negócios da indústria petrolífera principalmente com o suprimento de bens e serviços às empresas exploradoras. Este mercado é fortemente afetado pelas políticas de conteúdo local, que busca ser um fator indutor da indústria de E&P brasileira, criando oportunidades de empregos, desenvolvimento da tecnologia local, inovações e para o aumento da competitividade nacional, com vistas sua inserção brasileira no mercado internacional de bens e serviços (CASELLI, 2012). Bain e Tozzini (2009) definem o conteúdo local como o conjunto de bens e serviços que as empresas exploradoras e operadoras adquirem dos fornecedores locais. Existem diversas cláusulas contratuais que visam aumentar a participação das empresas locais e atingir objetivos de política industrial local (COIMBRA, 2013).

O conteúdo local é um dos fatores mais importantes para se definir as empresas vencedoras nas rodadas de licitação de novos blocos exploratórios promovidas pela ANP. Tordo et al. (2013) define que os principais objetivos das políticas e mecanismos de conteúdo local brasileiros são os seguintes: (i) aumentar a participação da indústria de produtos e serviços petrolíferos nacionais; (ii) melhorar o desenvolvimento nacional de tecnologias e inovações, através do fomento de atividades de pesquisa e desenvolvimento; (iii) criar melhores oportunidades de emprego para mão-de-obra local; (iv) contribuir para o desenvolvimento econômico nacional. Apesar de diversos interesses bastante positivos de desenvolvimento socioeconômico e tecnológico de um país, os mecanismos e as políticas de conteúdo local normalmente são ponderadas por uma redução da eficiência das empresas exploradoras e dos fornecedores de produtos e serviços (TORDO et al., 2010).

Consoli (2015) menciona que, pode-se afirmar que com a abertura do mercado de E&P a partir de 1997 e a participação de diversas empresas nacionais e estrangeiras, toda a cadeia de petróleo e gás adquiriu um maior dinamismo, gerando mais renda e empregos. Porém, com a indefinição sobre o regime a ser adotado para as novas áreas estratégicas, as rodadas de licitações foram interrompidas na 10ª Rodada em 2008, retornando somente em 2013 (11ª Rodada). Este período de cinco anos foi marcado pela dificuldade de se criar uma regularidade na oferta de novas áreas exploratórias e por incertezas para toda a sociedade quanto à condução do processo de desenvolvimento da indústria de E&P de petróleo e gás (CONSOLI, 2015).

De maneira geral, o arcabouço regulatório brasileiro vem passando por diversas alterações ao longo dos anos, sendo importante dar o destaque a duas grandes mudanças: (i) utilização do regime de concessão após a quebra do monopólio estatal da Petrobras no mercado de E&P brasileiro em 1997; (ii) adoção de contratos de partilha de produção (PSC) após 2013 para as regiões estratégicas, especialmente o pré-sal. As áreas do pré-sal são definidas como novas fronteiras de exploração de petróleo e gás *offshore*, onde os reservatórios estão localizados abaixo das camadas de sal. Por outro lado, as áreas do pós-sal são uma região mais madura, já desenvolvida nas últimas décadas, onde os reservatórios estão localizados acima das camadas de sal (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011). Portanto, atualmente, a legislação brasileira é caracterizada como um sistema híbrido com dois regimes regulatórios distintos. O regime de concessão é o sistema mais adotado para todas as áreas consideradas não estratégicas, como a região *offshore* pós-sal, campos terrestres, dentre outros. Os contratos de partilha (PSC) são adotados nas áreas estratégicas, assim como o pré-sal.

É importante encontrar o regime regulatório que atenda ao interesse nacional e mantenha o dinamismo do ambiente de negócios e empresarial. Em outras palavras, é imprescindível encontrar o balanço entre uma legislação que proteja os interesses nacionais e um ambiente de negócios de estimulação do desenvolvimento econômico e tecnológico. Este balanço, entre a escolha de variadas alternativas de regimes regulatórios possíveis, é um problema complexo e poderia ser estudado segundo um processo de tomada de decisão multicritério, conhecido na literatura como *Multicriteria Decision Making and Analysis* (MCDM/A). Os métodos e as análises para a tomada de decisão multicritério (MCDM/A) permitem avaliar a um problema complexo incorporando seus diversos e diferentes aspectos.

Segundo Leoneti e Pires (2017), vários MCDM/A vêm sendo estudados e aplicados para a análise e a solução de problemas complexos, a saber: (i) *Elimination et Choice Traduisant la Realite* (ELECTRE); (ii) *Analytical Hierarch Process* (AHP); (iii) *Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution* (TOPSIS); (iv) *Multiattribute Utility Theory* (MAUT); (v) *Measuring Attractiveness through a Categorical-based Evaluation Technique* (MACBETH); (vi) *Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluations* (PROMETHEE); (vii) Tomada de Decisão Interativa Multicritério (TODIM). A partir da visão multicritério de um problema complexo, pode-se também utilizar a teoria dos jogos para avaliar os conflitos existentes entre os decisores ou agentes a partir de uma abordagem estratégica (LEONETI, 2016). Enquanto os métodos MCDM/A assumem um único indivíduo como tomador de decisão, a teoria dos jogos busca entender como os jogadores analisam a situação e tomam suas decisões em uma situação de interação estratégica (FIANI, 2015). Com isso, se propõe utilizar uma nova metodologia proposta por Leoneti (2016), que combina uma análise multicritério e a teoria dos jogos para a resolução de problemas complexos. Esta metodologia consiste na utilização de uma função de utilidade (UF) para modelar a problemas complexos de decisões em grupo como um jogo de negociação, sendo possível avaliar os conflitos existentes entre os envolvidos através de uma abordagem estratégica, visando considerar as diferentes preferências e perspectivas dos jogadores envolvidos e encontrar soluções de equilíbrio (LEONETI, 2016).

1.1 Justificativa

Os regimes regulatórios adotados no mercado de E&P brasileiro sofreram diversas alterações nos últimos anos. Com isto, diversos autores vêm discutindo o impacto destas mudanças e seus efeitos no mercado brasileiro de E&P, cabendo-se destacar os seguintes estudos (SERRA, 2011;

POSTALI, 2009; GOMES, 2009; CONSOLI, 2015; CHAUHAN et al., 2014; FLORÊNCIO, 2016; PAZ, 2014; ALMADA; PARENTE, 2013; TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011; RAMIREZ-CENDRERO; PAZ, 2017; ACCURSO; ALMEIDA, 2013; HERNANDEZ-PEREZ, 2011). Em geral, não existe um consenso entre estes estudos para medir a efetividade destas mudanças e como comparar a atratividade do arcabouço regulatório brasileiro e de outros países. A estruturação de um arcabouço regulatório robusto para fomentar investimentos é um desafio bastante atual para o Brasil (ALMADA; PARENTE, 2013), especialmente relevante para os recentes períodos de baixos preços no mercado internacional.

É importante averiguar e avaliar se o arcabouço regulatório de um país é considerado atrativo quando comparado com outros países, já que é possível identificar uma forte concorrência entre os países detentores de reservas petrolíferas para a alocação dos investimentos das empresas exploradoras (MANAF et al., 2016). As empresas exploradoras são as detentoras dos recursos financeiros, além de elevada experiência e *know-how* para a exploração e produção dos recursos petrolíferos de uma maneira eficiente (JOHNSTON, 2007). Todos os países, assim como o Brasil, têm o desafio de buscar distribuir adequadamente as rendas geradas pela exploração e produção dos recursos entre os governos e as empresas, visando encorajar os investidores e assegurar a otimização dos recursos. Segundo Willigers et al. (2009), a exploração dos recursos petrolíferos representa um conflito de interesse entre os governos locais e as empresas exploradoras. Os governos são responsáveis pela definição das regras e regulações, porém as empresas exploradoras são as responsáveis pelos investimentos a serem realizados em projetos de E&P. Portanto, é imprescindível conhecer profundamente seus interesses, para continuamente melhorar o sistema regulatório e buscar um adequado grau de atratividade. Todos os países enfrentam um problema bastante complexo no momento de escolha de seu regime regulatório (KJEMPERUD, 2003), que afeta enormemente a atratividade dos projetos de E&P de um determinado país.

A busca de um regime regulatório adequado é um problema bastante complexo por lidar com diferentes interesses dos governos e das empresas envolvidas em um mercado de E&P. Especialmente em países desenvolvidos como EUA, Canadá, Noruega, Austrália, Reino Unido, existem diversos estudos que buscam demonstrar que uma regulação adequada pode ajudar na atratividade dos investimentos para os projetos de E&P de petróleo e gás e, consequentemente, contribuir com o desenvolvimento socioeconômico e tecnológico de um país através da adoção de vários mecanismos, como a abolição dos pagamentos dos royalties, sistema de tributação

progressiva e elevada estabilidade política e econômica (ALBERTA, 2009; JOHNSTON, 2008; TORDO et al., 2010; NAKHLE, 2008; BAIN; TOZZINI, 2009; MOHN; OSMUDSEN, 2008; MEDEIROS, 2015; HOLDEN, 2013; AMOATENG, 2014; HUNTER, 2010; SABEL et al., 2017). Entretanto, diferentemente de diversas pesquisas realizadas nos países desenvolvidos, faltam estudos para aumentar a atratividade dos mercados de E&P nos países subdesenvolvidos e em desenvolvimento, como é o caso do Brasil e da América Latina. Esta falta de estudos leva a uma lacuna científica quanto a compreensão e análise dos potenciais conflitos de interesses entre governos e empresas na busca de um regime regulatório adequado para o mercado de E&P brasileiro.

O conflito de interesses provem dos diferentes interesses existentes entre os agentes atuantes em um mercado de E&P, que impactam fortemente a esta problemática. Por esta razão, se propõe utilizar pioneiramente a metodologia proposta por Leoneti (2016) baseada nos MCDM/A e na teoria dos jogos juntamente com as técnicas de busca de soluções de equilíbrio. Esta nova metodologia busca modelar matematicamente os agentes atuantes em um mercado de E&P como um jogo de negociação, com o objetivo de resolver este jogo com a busca de uma ou mais soluções de equilíbrio, ou seja, um regime regulatório mais adequado a todos os setores envolvidos. Esta nova metodologia será aplicada através de casos práticos, que buscam avaliar a interação entre os agentes envolvidos no mercado de E&P brasileiro, analisar os potenciais conflitos de interesse e encontrar a soluções adequadas e equilibradas com base nas preferências dos agentes. Portanto, este trabalho pretende preencher esta lacuna científica através da modelagem e resolução deste problema complexo como um jogo de negociação, levando em consideração as diferentes preferências e perspectivas de cada um dos agentes envolvidos no mercado de E&P brasileiro.

A relevância deste estudo está em encontrar um regime regulatório que seja adequado a todos os setores envolvidos no mercado de E&P de petróleo e gás no Brasil. A possibilidade de conhecer mais profundamente a todos os setores da sociedade envolvidos no mercado de E&P é primordial na busca de uma legislação que melhor atenda aos seus objetivos específicos. Em outras palavras, é necessário buscar o contínuo aperfeiçoamento do arcabouço jurídico e regulatório aplicado no mercado com a finalidade de encontrar uma correta legislação, com o principal intuito de incentivar ao desenvolvimento socioeconômico e tecnológico do Brasil. A análise profunda dos casos práticos pesquisados e a pioneira metodologia proposta para a modelagem do mercado de E&P, são as principais contribuições deste trabalho.

1.2 Objetivos principais e secundários

O objetivo principal deste trabalho é modelar e resolver matematicamente os possíveis cenários viabilizados pelos diferentes regimes regulatórios por meio de uma nova metodologia proposta por Leoneti (2016). Esta nova metodologia utiliza os MCDM/A, a teoria dos jogos e as técnicas de busca de soluções de equilíbrio para encontrar regimes regulatórios adequados ao contexto do mercado de E&P brasileiro. A metodologia será empregada para modelar e resolver a três aplicações práticas, sendo dois casos construídos com dados de referências bibliográficas e o terceiro com dados provenientes de coleta de dados com especialistas do mercado de E&P brasileiro. A última aplicação construída a partir de coleta de dados com especialistas busca também confirmar aos parâmetros encontrados durante as primeiras duas aplicações. Cabe ressaltar que, por se tratar de um problema bastante complexo, onde a interação entre os setores envolvidos neste jogo de negociação é dinâmica, é imprescindível contar com os MCDM/A e a teoria dos jogos para a correta busca das soluções mais adequadas possíveis, sendo que o método escolhido é o único que agrega estas duas técnicas frente ao estado da arte.

Aliados aos objetivos principais de modelagem e resolução das três aplicações práticas, é possível destacar neste sentido outros propósitos secundários deste trabalho, a saber: (i) revisão bibliográfica do mercado de E&P de petróleo e gás no Brasil, com foco nos regimes regulatórios utilizados no Brasil e uma comparação com outros regimes utilizados no mundo; (ii) revisão bibliográfica dos MCDM/A e da teoria dos jogos, com ênfase nas ferramentas mais utilizadas e em aplicações práticas na indústria e no mercado de E&P; (iii) detalhamento da metodologia utilizada na modelagem deste problema complexo, que se caracteriza por uma metodologia proposta por Leoneti (2016), utilizando-se dos MCDM/A, da teoria dos jogos e de técnicas de busca de soluções de equilíbrio; (iv) proposição de um exemplo numérico bastante simplificado com dois jogadores e poucos critérios e alternativas com propósito de demonstrar o passo-a-passo para as aplicações práticas da metodologia; (v) busca de estudos de comparação entre regimes regulatórios aplicáveis ao mercado de E&P de petróleo e gás no mundo, assim como estudos para verificação dos critérios de avaliação mais importantes e relevantes para todos os setores envolvidos; (vi) elaboração e aplicação de questionários de pesquisa para obtenção das informações necessárias junto aos especialistas do mercado de E&P brasileiro de petróleo e gás, principalmente quanto aos critérios de avaliação mais significativos, ordem de importância relativa, mensuração dos regimes regulatórios, dentre outros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Mercado de E&P de petróleo e gás

O petróleo e o gás natural são commodities internacionais utilizadas principalmente na geração de energia primária (BP, 2017). Por esta razão, a atividade de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás é vital para o desenvolvimento da matriz energética de qualquer país. A próxima seção contém os dados mais atuais de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil e no mundo, visando demonstrar a importância do petróleo e gás natural.

2.1.1 Produção, Consumo, Reservas e Vida Útil (R/P)

A produção diária atual de petróleo no mundo é de aproximadamente 92 milhões de barris (BP, 2017), sendo que o consumo de petróleo como fonte de energia corresponde a 84% e o consumo em fontes não energéticas correspondem a somente 16% (IEA, 2015). Com isso se chega a um volume de aproximadamente 77 milhões de barris de petróleo por dia utilizados para a geração de energia no mundo todo. Os outros 15 milhões de barris restantes são utilizados para a produção de uma infinidade de outros produtos derivados, tais como: plásticos, borrachas sintéticas, tintas, corantes, adesivos, solventes, detergentes, produtos farmacêuticos, cosméticos e outros imprescindíveis a vida moderna (THOMAS, 2001).

Figura 2 - Consumo mundial de energia primária em MM TOE⁴ de 2000 até 2016

Fonte: Adaptado de BP (2017)

⁴ TOE (*Tonnel of Oil Equivalent* ou Tonelada de óleo equivalente) é uma unidade de conversão de um volume de gás natural em volume equivalente de petróleo, tendo como base a equivalência energética entre o petróleo e o gás, medida pela relação entre o poder calorífico dos fluidos. A utilização deste conceito permite somar volumes

A figura 2 indica o consumo total de energia no mundo de acordo com a matriz energética utilizada: Petróleo, Gás Natural, Carvão, Nuclear, Hidroelétrica e Renováveis. Pode-se observar que o petróleo e o gás natural correspondem ao redor de 60% da energia utilizada no mundo em 2000 e a 57% em 2016. O consumo de energia total aumentou em torno de 1% em 2016 em relação a 2015, este foi o menor valor de crescimento verificado desde 1990, somente perdendo para o ano de 2009 devido à crise mundial. Pode-se notar também que a matriz energética derivada dos chamados Renováveis (Solar, Eólico, Biomassa e outros) vem ganhando importância nos últimos anos.

Um certa dependência dos recursos fósseis na matriz energética mundial, especialmente petróleo e gás natural, também pode ser confirmada no Brasil, onde se encontra detalhado na figura 3 a seguir, o consumo total de energia primária no Brasil no período de 2007 até 2016. O estudo detalhado da matriz energética brasileira é denominado de Balanço Energético Nacional (BEN). Este relatório é confeccionado todos os anos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), órgão responsável por pesquisar e divulgar todos os dados necessários ao planejamento do setor energético no Brasil.

Figura 3 - Consumo de energia primária no Brasil em MM TOE de 2007 até 2016

Fonte: Adaptado de BEN (2017)

Cabe destacar que a produção e o consumo de energia no Brasil aumentaram de maneira significativa ao longo das últimas décadas, alcançando algo em torno de 290 MM TOE em

convertidos de gás natural a volumes de petróleo para se obter uma medida homogênea de reservas de petróleo (MORAIS, 2013).

2016. Além disso, pode-se verificar que a matriz energética mudou bastante ao longo dos últimos anos, tanto em termos de volume de recursos quanto em termos percentuais de tipo de matrizes utilizados. Pode ser observado que, a importância do petróleo e gás natural é bastante visível, representando algo em torno de 60% do consumo de energia primária no Brasil. Cabe-se ressaltar também um aumento na utilização das energias renováveis.

A figura 4 a seguir faz uma análise mais profunda do consumo, produção e volume de reservas disponíveis de petróleo⁵ em território brasileiro. De maneira geral, a produção diária de petróleo vem aumentando consideravelmente nos últimos anos, totalizando-se uma média de 2,6 milhões de barris por dia (BP, 2017). Porém, a produção brasileira ainda é insuficiente para atender ao seu consumo interno, que se situa ao redor de 3,0 milhões de barris por dia. Além disso, é importante mencionar uma queda no volume de reservas⁶, representando umas das maiores quedas do volume de reservas no mundo (BP, 2017). Um conceito também apresentado é a vida útil aproximada das reservas disponíveis atualmente em território brasileiro, conhecido na literatura como *Reserve to Production Ratio*⁷ (R/P).

Figura 4 - Produção, Consumo, Reservas e R/P de Petróleo no Brasil (1995-2016)

Fonte: Adaptado de BP (2017)

⁵ Neste estudo se considerou como petróleo todo o óleo cru derivado, óleo de xisto, areias betuminosas e óleo recuperado do gás natural. Se excluiu todas outras fontes de óleo, como biomassa, derivados de carvão e outros (BP, 2017).

⁶ De acordo com Petrobras (2016), a Petrobras apresentou uma redução das reservas provadas em território brasileiro devido a outros fatores que não a extração do petróleo e do gás natural, tais como revisões baseadas em critérios técnicos, como, por exemplo, características de reservatórios, e econômicos.

⁷ O valor da vida útil (R/P) representa o número de anos de vida útil das reservas provadas de um país se o nível de produção se mantiver constante durante todos estes anos (BP, 2017).

Alguns itens de destaque, contidos na figura 4 anterior, são os seguintes: (i) aumento de produção e consumo de petróleo de certa forma estável desde 1995 até 2016, com somente uma pequena queda do consumo em 2015 e 2016 em virtude da recessão da economia e pequena queda da produção em 2013, com consequente retomada em 2014; (ii) diminuição na distância relativa entre a produção e o consumo de petróleo no Brasil, representando em 2016 uma diferença ao redor de 400 mil de barris por dia; (iii) o volume de reservas provadas⁸ é crescente durante 1995 e 2014, sofrendo somente uma diminuição em 2015 e 2016; (iv) a vida útil (R/P) das reservas conhecidas vem caindo durante praticamente todo o período pesquisado, em virtude do aumento da produção de petróleo de 700 mil barris em 1995 para 2,6 milhões de barris por dia em 2016, além de uma queda mais acentuada em 2015 e 2016 em razão da diminuição do volume de reservas provadas.

Na figura 5 a seguir, busca-se analisar os dados disponíveis para o consumo, produção e volume de reservas de gás natural⁹ em território brasileiro. É importante notar que a produção brasileira vem aumentando nas últimas décadas, porém de maneira insuficiente para cobrir as necessidades internas de consumo.

Figura 5 - Produção, Consumo, Reservas e R/P de Gás Natural no Brasil (1995-2016)

Fonte: Adaptado de BP (2017)

⁸ As reservas provadas de petróleo são caracterizadas como um determinado volume de recursos conhecido e mensurado pelas informações de geologia e tecnologia conhecida de reservatórios que pode ser recuperado no futuro de acordo com condições econômicas de operação (BP, 2017).

⁹ Neste estudo se considerou todo o gás natural produzido assim como recuperação de gás em líquido. Se excluiu todo o gás queimado ou reciclado nas plataformas de exploração e produção (BP, 2017).

De maneira geral, as informações mais significativas contidas na figura 5 anterior são as seguintes: (i) gigantesco aumento no consumo e na produção de gás natural de 1995 a 2016 durante todo o período; (ii) início da importação de gás natural após o ano de 1999, onde no período anterior o consumo era exatamente igual à produção, da Bolívia através do Gasoduto Brasil-Bolívia; (iii) aumento da produção de gás natural a partir de novas diretrizes das empresas exploradoras, especialmente a Petrobras, no desenvolvimento da indústria do gás natural no Brasil como uma alternativa possível de fonte energética; (iv) insuficiência da produção local brasileira de atender às necessidades do crescente mercado local ao longo dos anos, já que em 2016 aproximadamente 40% do gás natural consumo tem que ser importado. (v) aumento das reservas provadas¹⁰ de gás natural em território brasileiro principalmente pelas descobertas de novos reservatórios ao longo dos últimos 20 anos, a se destacar os campos de Merluza e Mexilhão (Bacia de Santos), Urucu (Bacia do Solimões) e Peroá (Bacia do Espírito Santo) (MORAIS, 2013).

2.1.2 Principais fases da exploração de petróleo e gás natural

A dinâmica da exploração e produção de petróleo e gás natural é algo característico desta indústria, sendo difícil a comparação com qualquer outra indústria. As características da indústria petrolífera são bem distintas, no tocante aos recursos utilizados e também na utilização destes recursos. Nakhle (2008) destaca as principais características peculiares desta indústria em: (i) contribuição significativa em diversas economias nacionais, especialmente em grandes países produtores de recursos; (ii) elevados custos de exploração e desenvolvimento dos projetos, especialmente no ambiente *offshore*; (iii) elevado grau de incerteza geológica associada aos projetos exploratórios; (iv) volatilidade dos preços internacionais de petróleo e gás natural; (v) presença de campos maduros e marginais em certas regiões, assim como no Mar do Norte, associados a um baixo interesse geral para novos investimentos.

A indústria petrolífera pode ser subdividida basicamente em dois setores: (i) *upstream*, corresponde ao segmento de exploração e produção (E&P) desde os primeiros trabalhos de sísmica e estudos geológicos até a produção final nas plataformas de produção (BAIN; TOZZINI, 2009); (ii) *downstream*, corresponde ao segmento de transporte desde as plataformas até as refinarias, refino e tratamentos químicos para a comercialização final dos

¹⁰ As reservas provadas de gás natural são caracterizadas como um determinado volume de recursos conhecido e mensurado pelas informações de geologia e tecnologia conhecida de reservatórios que pode ser recuperado no futuro de acordo com condições econômicas de operação (BP, 2017).

produtos derivados, como diesel, gasolina, nafta e outros (LUCCHESI, 2011). O setor *upstream* é responsável pela exploração e produção (E&P) de petróleo bruto e gás natural e, conseqüentemente, o suprimento de toda a cadeia produtiva do setor *downstream* (refino, distribuição e transporte) (BAIN; TOZZINI, 2009). Ou seja, o setor *upstream* normalmente é a base do desenvolvimento da indústria petrolífera de qualquer país.

De acordo com Thomas (2001), Cardoso (2005) e Moraes (2013), de maneira geral pode-se sintetizar as principais etapas do setor *upstream* em: (i) estudos geológicos de uma determinada região, passando por diversos estudos de sísmica e estratificação geológica; (ii) perfuração do poço pioneiro, comumente chamados de *Wildcats*, para obtenção de maiores informações geológicas e confirmação das informações preliminares obtidas nos estudos de sísmica; (iii) amostragem de algumas formações rochosas características, tais como: rocha-fonte, rocha-reservatório e rocha-selante; (iv) realização de estudos de perfilagem para obtenção de diversos parâmetros estáticos das formações rochosas e identificar potenciais zonas de interesse (*pay zones*); (v) testes de produção para obtenção do comportamento dinâmico das formações produtoras; (vi) completação final com a instalação de vários equipamentos e dispositivos para operação dos poços e produção dos fluidos até a superfície; (vii) adequação da infraestrutura necessária em superfície para a produção de petróleo e gás.

Tordo (2007) e Nakhle (2008) detalham que é possível dividir a vida útil econômica de um projeto de E&P em basicamente seis fases. A primeira delas é a obtenção da licença para início dos trabalhos de prospecção e exploração de uma determinada área, onde cada região ou país tem suas características específicas. Após a aquisição da licença, as empresas exploradoras realizam diversos estudos sísmicos com intuito de comprovar o potencial de produção e reservas. De acordo com os resultados, estudos mais aprofundados e dispendiosos são realizados a partir dos poços pioneiros (*Wildcats*), tais como perfilagens, amostragens e outros¹¹. É importante notar que nem os governos tampouco as empresas conhecem o verdadeiro valor de um bloco exploratório no momento da sua aquisição (TORDO et al, 2010).

A partir destes estudos mais aprofundados tem início a fase de avaliação das descobertas com o objetivo de mensurar o volume de reservas de petróleo e gás natural, características do reservatório como pressão, temperatura, permeabilidade e outros. A quarta fase é chamada de

¹¹ É bastante comum que muitos países requeiram um maior comprometimento das empresas exploradoras já na compra ou na outorga das licenças. Este comprometimento é utilizado no Brasil, onde no momento da licitação as empresas exploradoras devem apresentar o PEM (Programa Exploratório Mínimo), que detalha diversas atividades operacionais mínimas que as empresas se comprometem a executar na área licitada (ANP, 2018).

desenvolvimento e se caracteriza pelas decisões quanto a equipamentos, tecnologias de produção a serem utilizados, infraestrutura de produção, transporte e outros. A próxima fase com o começo da produção comercial de petróleo e gás natural desta área, onde se busca recuperar todo o investimento realizado nas fases anteriores. A última fase se caracteriza como a decisão de abandonar a produção comercial da área, que normalmente acontece quando os custos de produção se igualam com as receitas obtidas (THOMAS, 2001).

Alguns autores dividem de maneira diferente as fases de um projeto característico de E&P. Lucchesi (2011) comenta que a fase de exploração se caracteriza pelo levantamento de diversas informações e características da área para confecção final do Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica (EVTE). O EVTE determinará, dentre outros parâmetros, se a produção das reservas descobertas é viável tecnicamente e rentável economicamente, onde a empresa realiza a declaração de comercialidade ou não da área. Segundo a ANP (2018), o marco final da fase de exploração e inicial da fase de produção é a declaração de comercialidade. Esta declaração formaliza a intenção de produzir os recursos encontrados na área para consolidação do planejamento de longo prazo para as operações e investimentos.

Bain e Tozzini (2009) resumem o ciclo de vida de um projeto de E&P em três fases: (i) exploração, caracterizado pelos diversos estudos e sondagens com o intuito de encontrar reservas de petróleo e gás natural em uma determinada área, além da perfuração de poços exploratórios para confirmação da presença de petróleo que seja economicamente viável; (ii) desenvolvimento, que consiste na perfuração de novos poços de desenvolvimento e com a preparação de todos os equipamentos necessários para a produção comercial desta área; (iii) produção, nesta fase se realiza a extração de petróleo e gás em larga escala, além de técnicas de recuperação e intervenção para a manutenção da produção, controle da produção de água, etc.

2.1.2.1 Parâmetros para avaliação econômica de projetos de E&P

O foco principal do setor *upstream* é buscar formas de encontrar, desenvolver e produzir petróleo e gás natural da maneira mais rentável possível. Diversos estudos já foram realizados para avaliar a rentabilidade dos projetos de acordo com diversos parâmetros e características. Podem-se destacar alguns estudos realizados para avaliar a rentabilidade em projetos de E&P executados em território brasileiro, tais como: (i) Consoli (2015); (ii) Szklo et al. (2008); (iii) Accurso e Almeida (2013). Estes estudos visam discutir a atratividade dos projetos no tocante a todos os aspectos que impactam os custos de exploração e produção, *government take*, preço internacional necessário para se atingir o ponto de equilíbrio, dentre outros.

Podem-se utilizar de diversos parâmetros para a avaliação econômica dos projetos de E&P. Consoli (2015) faz um estudo com foco na análise de sensibilidade dos projetos de acordo com diversos parâmetros como nível de *government take*, preço do petróleo no mercado internacional, níveis de produtividade dos poços, impacto dos custos e investimentos (CAPEX e OPEX¹²) e impacto da relação de gás/petróleo ou *Gas/Oil Ratio* (GOR)¹³. Quanto maior o GOR, maior a produção relativa de gás, menor as receitas provenientes e o valor arrecadado pelo governo, em virtude do menor preço do gás em relação ao petróleo (CONSOLI, 2015). Como resultados principais tem-se uma elevada sensibilidade da rentabilidade para o preço do petróleo, onde quanto menor o preço, menor a lucratividade do projeto. Outros fatores que também podem influenciar bastante a rentabilidade dos projetos são: (i) nível de produtividade dos poços; (ii) impacto da elevação dos custos de capital (CAPEX) e custos operacionais (OPEX); (iii) nível geral da participação governamental (*government take*).

Szklo et al. (2008), por exemplo, faz uma análise bastante profunda sobre a atratividade econômica da exploração de um campo característico da Bacia de Campos. Este estudo trata de avaliar a lucratividade em virtude de um conjunto de fatores e parâmetros de acordo com o cenário vivenciado naquele período em específico (2007/2008), detalhado na tabela 1.

Tabela 1 - Cenário proposto para campo de Marlim (Bacia de Campos)

Descrição do item	Custo ou Percentual considerado
Preço do óleo Brent	US\$ 60 / bbl
Preço do óleo do Campo de Marlim (Bacia de Campos)	US\$ 45 / bbl
Preço do gás natural	US\$ 0,131 / Nm ³
Taxa de Câmbio	R\$ 2,50 / 1 US\$
Impostos e tributos aplicáveis	Royalties = 10% (receita) PIS/COFINS = 3,65% (receita) IRPJ/CSLL = 34% (lucro)
Imposto sobre a área (Bacia de Campos)	US\$ 120 / km ²
Custos de Capital (CAPEX)	US\$ 6,00 / bbl
Custos de Operação (OPEX)	US\$ 14,50 / bbl
Taxa Interna de Retorno (TIR)	15% ao ano (em dólares)

Fonte: Szklo et al. (2008)

¹² CAPEX e OPEX são nomenclaturas comuns nas atividades de E&P. CAPEX é conhecida por sua sigla em inglês (*Capital Expenditure*) e engloba os gastos relativos a equipamentos e instalações que serão capitalizados e depreciados ao longo de sua vida útil e gastos relativos a prospecção e exploração de um campo potencial (JOHNSTON, 1994). Já OPEX (*Operating Expenses*) engloba os custos e as despesas operacionais, ou seja, gastos contínuos decorrentes dos processos operacionais de um determinado projeto.

¹³ GOR (*Gas-Oil Ratio* ou Razão Gás-Óleo) é a relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo em condições de superfície (THOMAS, 2001), sendo um importante parâmetro para a avaliação do potencial de produção.

A Petrobras normalmente utiliza uma taxa de retorno de 15% ao ano para avaliar seus projetos de E&P, percentual também usualmente considerado por outras empresas exploradoras (SZKLO et al., 2008). O valor do preço considerado corresponde ao preço médio do óleo do campo de Marlim situado na Bacia de Campos, que apresenta um valor inferior ao preço do petróleo tipo Brent no mercado internacional. Os resultados financeiros encontrados por este estudo foram: (i) Valor Presente Líquido (VPL¹⁴) de US\$ 622 MM através de um Fluxo de Caixa Descontado (FCD) a uma taxa de retorno de 15% ao ano; (ii) valor da Taxa Interna de Retorno (TIR) de 39%; (iii) período de *payback* de aproximadamente 9 anos. Mesmo com um valor tão elevado de *payback*, característico da indústria petrolífera, o projeto foi considerado economicamente viável (SZKLO et al., 2008). Nakhle (2008) destaca que, assim como a Petrobras, a maioria das empresas petrolíferas utiliza as ferramentas de FCD, VPL e TIR para avaliação da rentabilidade de seus projetos.

Na figura 6, se encontram os valores estimados para o fluxo de caixa anualizado e acumulado durante os 27 anos do projeto do estudo realizado por Szklo et al. (2008), sendo importante mencionar que os custos finais de abandono do campo não foram contabilizados.

Figura 6 - Fluxo de Caixa (MM US\$) para o cenário proposto

Fonte: Adaptado de Szklo et al. (2008)

¹⁴ Alguns índices financeiros também são conhecidos por suas siglas em inglês, tais como: o VPL (Valor Presente Líquido) por NPV (*Net Present Value*), o FCD (Fluxo de Caixa Descontado) por DCF (*Discounted Cash Flow*) e a TIR (Taxa Interna de Retorno) por IRR (*Internal Rate of Return*).

Todas as fases características de um projeto de E&P podem ser observados na figura 6. Ao longo dos anos 1 e 2 ocorrem diversos investimentos como o pagamento do bônus de assinatura, primeiros estudos geológicos, perfuração dos poços pioneiros, etc. Não existe nenhuma receita estimada já que o campo ainda está em fase de prospecção e exploração. Depois da declaração de comercialidade, neste caso entre os anos 2 e 3, algumas receitas começam a ser geradas mas ainda insuficientes para cobrir os custos de desenvolvimento do campo, principalmente com a perfuração de novos poços de desenvolvimento. A partir do ano 4, as receitas começam a aumentar com a consequente perfuração de novos poços e o aumento da receita decorrente de novos poços em produção. O pico de produção do campo ocorre no ano 9 segundo estimativas de declínio características do campo de Marlim (SZKLO et al., 2008). A partir do pico de produção, se considera que o campo entra em uma fase de maturação da produção. A demanda de investimentos nesta fase ainda é bastante considerável para evitar quedas nos níveis de produção, como gastos na intervenção de poços, técnicas de recuperações secundárias e manutenção das instalações em geral (MORAIS, 2013). Com o declínio natural da produção do campo, as receitas geradas são decrescentes até o momento do abandono do campo, neste caso por volta do ano 27, onde as estimativas de gastos são maiores do que as receitas geradas.

Accurso e Almeida (2013) apresentam um outro exemplo de estudo da atratividade do regime de concessão brasileiro através de uma análise de riscos do tipo Monte Carlo. Esta análise é utilizada em cenários de elevada incerteza, que neste estudo estão relacionados a diversos fatores: (i) preço do petróleo; (ii) Capex unitário; (iii) Opex unitário; (iv) volume de reservas disponíveis. Como resultados obtidos, pode-se citar que existe uma grande variabilidade dos indicadores de rentabilidade de acordo com os cenários considerados, demonstrando a fragilidade de análises determinísticas para avaliar a atratividade de projetos de E&P. Um dos maiores exemplos é a variabilidade do percentual do *government take* de 65% até 99%, sendo que os valores mais elevados estão presentes em simulações para projetos com baixo volume de reservas. Outro importante item constatado foi a regressividade do sistema fiscal brasileiro, onde mesmo alguns instrumentos progressivos não são suficientes para superar a característica regressiva da estrutura tributária brasileira, principalmente devido aos royalties (ACCURSO; ALMEIDA, 2013).

2.1.3 Evolução da utilização dos regimes regulatórios no Brasil

2.1.3.1 *Período anterior a 2ª Guerra Mundial: Falta de investimentos e legislação*

A história da exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil tem início no final do século XIX e início do século XX com a tentativa falha, na maioria das vezes, de encontrar reservas exploráveis por investidores brasileiros nos estados de São Paulo, Bahia, Sergipe, Alagoas (CARDOSO, 2005), além do baixo interesse de empresas estrangeiras em realizar investimentos em território brasileiro (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011). Somente em 1934, com o estabelecimento do Código de Minas se consolidou em uma única legislação toda a atividade mineral brasileira buscando reforçar estudos geológicos básicos das bacias sedimentares brasileiras, além de reservar ao Estado os direitos sobre os recursos minerais do subsolo (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011). No início da década de 40, em alguns municípios do Estado da Bahia, a União através do Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) perfurou vários poços até a descoberta do primeiro campo de petróleo considerado econômico e comercial no município de Candeias (THOMAS, 2001).

Posteriormente, as décadas de 40 e 50 foram caracterizadas por um intenso debate na sociedade e no Congresso para definir o melhor modelo de exploração do petróleo em território brasileiro. A partir destas discussões foi tramitado no Congresso Nacional um conjunto de leis e regulações derivados do movimento “O Petróleo é Nosso!”. Este conjunto de leis e regulações contribuiu para a criação da Petrobras em 1953, que definiu o monopólio da exploração, produção, refino e comercialização de petróleo no Brasil.

2.1.3.2 *Período posterior a 2ª Guerra Mundial: Início do monopólio da Petrobras*

No cenário internacional, o período da II Guerra Mundial e do pós-guerra, nas décadas de 40, 50 e 60, foi palco de várias transformações na indústria petrolífera, onde os regimes regulatórios foram mudando para promover um papel mais ativo dos governos locais em detrimento dos direitos das empresas exploradoras privadas (NAKHLE, 2008). Simão (2001) e Mommer (1999) detalham um acordo histórico entre o governo venezuelano e as empresas Jersey e Shell em 1943, denominado “*fifty-fifty*” que previa uma divisão igualitária entre o Estado e as empresas exploradoras (Jersey e Shell) na renda petrolífera gerada.

A partir dos novos acordos na Venezuela, diversos outros acordos foram reformulados com parâmetros semelhantes em países do Oriente Médio e Norte da África, introduzindo uma maior equidade nas partições das rendas petrolíferas e alterando as relações entre Estado e empresas

exploradoras (LUCCHESI, 2011). Alguns exemplos de maior destaque são: (i) renegociação de acordos nas décadas de 40 e 50 entre o governo da Arábia Saudita com a empresa privada americana Aramco, subsidiária da Standard Oil e Texaco (YERGIN, 2010); (ii) novos acordos estabelecidos entre o governo do Kuwait e o consórcio formado pelas empresas Gulf Oil e Anglo-Iranian no ano de 1952 (LUCCHESI, 2011); (iii) a empresa AGIP (NOC italiana) celebrou diversos novos contratos de participação com divisão dos lucros com empresas estatais do Irã (1957), Tunísia (1960) e Egito (1961) (BRAGA, 2012); (iv) concretização do primeiro contrato de partilha de produção em 1968 na Indonésia, entre a empresa estatal Permina e a empresa IAPCO (*Independent Indonesian American Petroleum Co.*), onde o Estado seguia com a propriedade dos recursos, além do controle operacional de todas as atividades do projeto (LUCCHESI, 2011).

No cenário internacional do período pós-guerra também se destaca a formação da OPEP¹⁵ (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) em 1960. Estes países, caracterizados como grandes exportadores de petróleo, visavam ter um maior poder no mercado internacional, além de proporcionar um contínuo intercâmbio de informações, experiências e regimes contratuais realizados por cada país em seus territórios (LUCCHESI, 2011).

Porém, no Brasil, mesmo com a aprovação do monopólio da Petrobras, o cenário vivido na década de 50 e 60 era de escassez de recursos petrolíferos em seu território (RAMIREZ-CENDRERO; PAZ, 2017). A partir do “Relatório Link” na década de 60 e do pouco sucesso exploratório em bacias terrestres, a Petrobras mudou o foco da exploração de recursos em bacias terrestres para o desbravamento de novas fronteiras exploratórias no ambiente *offshore*, mesmo com todos os desafios tecnológicos e econômicos (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011). Segundo Bregman (2007), somente no final da década de 1960, com a crença na inexistência de bacias terrestres (*onshore*) com capacidade similar à de Carmópolis, maior descoberta de reservas exploráveis de petróleo no Brasil até então (Bacia de Sergipe-Alagoas) e com o objetivo de atender à crescente demanda interna de petróleo no Brasil, a Petrobras começa a

¹⁵ A OPEP foi criada em 1960 inicialmente por cinco países exportadores de petróleo (Irã, Iraque, Kuwait, Arábia Saudita e Venezuela). Atualmente a OPEP conta com nove membros adicionais (Catar, Indonésia, Líbia, Emirados Árabes, Argélia, Nigéria, Equador, Angola e Gabão). A principal missão da OPEP é buscar a coordenação e unificação das políticas de produção de petróleo pelos seus países-membros e assegurar a estabilidade dos mercados, receita estável e um retorno justo para o capital investido na indústria petrolífera (OPEC, 2018). Portanto, a OPEP busca otimizar os capitais investidos na indústria petrolífera através de uma política de regulação do volume de produção de petróleo e gás com o intuito de controlar os preços no mercado internacional.

buscar outras fronteiras de exploração na plataforma continental brasileira, especialmente na Bacia de Campos (RJ).

2.1.3.3 *Década de 70 e 80: Abertura da fronteira de exploração offshore*

Em plataformas terrestres, o volume de recursos investidos é muito menor e exige um menor esforço tecnológico e econômico (CONSOLI, 2015). Todavia, como as descobertas em campos *onshore* não foram suficientes para expandir a exploração e produção de petróleo e gás no Brasil, a Petrobras estrategicamente buscou a fronteira *offshore* como uma opção para busca do aumento de produção de hidrocarbonetos em território nacional. As novas fronteiras exploratórias se caracterizavam por bacias sedimentares localizadas no ambiente *offshore*, especialmente a Bacia de Campos. Johnston (1994) e Nakhle (2008) argumentam que o custo de exploração e produção de qualquer reservatório *offshore* aumenta drasticamente em função da profundidade e da distância da costa. Moraes (2013) detalha que, mesmo com custos maiores, se tornou viável o aproveitamento de campos situados a longas distâncias do litoral brasileiro nas décadas de 70 e 80, devido a uma maior tecnologia em equipamentos e sistemas de produção. Outro fator que contribuiu para a viabilidade econômica da exploração *offshore* foi o conflito entre países produtores, resultando em uma menor oferta de petróleo no mercado internacional (CONSOLI, 2015), causando uma enorme elevação do preço no mercado internacional e impactando fortemente o Brasil já que praticamente 70% do consumo era importado (VILANI, 2010).

Aliado às crises e choques do petróleo evidenciadas na década de 1970, a Petrobras buscou incentivar o crescimento da exploração de petróleo no Brasil através de investimentos em pesquisa e desenvolvimento de tecnologias marítimas (*offshore*) nos anos seguintes. Segundo Consoli (2015), na década de 70, a Petrobras aprovou uma nova modalidade denominada contratos de risco, onde as empresas exploradoras assumiriam os custos e riscos nas atividades de exploração, cuja produção seria entregue à Petrobras e, em caso de sucesso, obteriam participação dos resultados. Este regime regulatório é conhecido na indústria como contratos de serviços com cláusula de risco, já que as empresas exploradoras assumem os riscos exploratórios associados. Entre 1975 e 1988, diversos contratos de risco foram assinados com algumas empresas nacionais e estrangeiras, tais como: Shell, Exxon, Texaco, BP, Elf, Total, Marathon, Conoco, Pecten, Pennzoil. Durante este período, foram perfurados 182 poços sob o regime de contrato de serviços (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011), com pouco êxito de maneira geral, pois somente se obteve sucesso na exploração do campo de Merluza na Bacia de

Santos em 1979, por um consórcio formado pelas empresa Pecten, e em alguns campos na Bacia Potiguar, pela empresa Azevedo e Travassos, em 1985 (BOSCO, 2003). Embora os resultados tenham apenas sido modestos, a participação de outras empresas auxiliou na avaliação de áreas ainda inexploradas (CONSOLI, 2015).

Segundo Thomas (2001), podem-se resumir as principais descobertas *offshore* da Petrobras em território brasileiro durante o período do monopólio de 1953 a 1997 em: (i) Tabuleiro de Martins (AL) e Taquipe (BA) na década de 50; (ii) Carmópolis (SE) e Miranga (BA) na década de 60; (iii) Recôncavo Baiano (BA), Garoupa na Bacia de Campos (RJ) e Ubarana (RN) na década de 70; (iv) Mossoró (RN), Marlim e Albacora na Bacia de Campos (RJ) e Urucu (AM) na década de 80; (v) Roncador e Barracuda na Bacia de Campos (RJ) na década de 90.

2.1.3.4 Década de 90 e início da década de 2000: Quebra do monopólio da Petrobras

No final da década de 1990, o papel do Estado na economia passou a mudar, do dito “Estado Provedor” para o “Estado Regulador” (BREGMAN, 2007). Esta mudança foi possível com a aprovação pelo Congresso Nacional de um conjunto de leis e regulações, principalmente da Emenda Constitucional Número 9, de 1995, e da lei 9.478, de 1997. Este novo conjunto de leis e regulações promoveu a abertura do setor de E&P de petróleo e gás ao investimento privado conjuntamente com a criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP) e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), instituições estatais ligadas ao Ministério de Minas e Energia (MME).

Com abertura do mercado, caracterizado pela quebra do monopólio da Petrobras em 1997, a indústria brasileira de E&P foi drasticamente modificada (CONSOLI, 2015). A participação de várias empresas nacionais e estrangeiras marcou esta nova trajetória da indústria petrolífera brasileira, impulsionando o desenvolvimento tecnológico das atividades de E&P com a participação de empresas de diversos países como Canadá, Cingapura, Colômbia, Coreia do Sul, Estados Unidos, França, Holanda, Índia, Noruega, Portugal e Reino Unido, com investimentos de pequeno a grande porte (BAIN; TOZZINI, 2009). O estímulo a concorrência entre as empresas exploradoras nacionais e estrangeiras representado por Rodadas de Licitações públicas e abertas, refletiu um novo dinamismo para a indústria petrolífera brasileira, proporcionando aumento no número de empresas interessadas em investir, geração de empregos e utilização de novas tecnologias (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011). Nakhle (2015) e Tordo (2007) argumentam que os processos formais de leilões públicos têm como

benefício o aumento da transparência na avaliação das propostas e menores problemas de favoritismos e corrupções.

Segundo Gomes (2009), é notável o aumento da participação das empresas exploradoras nacionais e estrangeiras nas atividades de E&P, viabilizada pelo regime de Concessão, gerando desenvolvimento econômico, novos empregos, melhoria da competitividade da indústria de petróleo e gás natural, aumento nos investimentos em P&D e inovação tecnológica. Para ilustrar os resultados encontrados durante o período de 1997 e 2007, pode-se citar que: (i) aumento das reservas provadas de petróleo de 7,1 bilhões para 12,6 bilhões de barris; (ii) aumento das reservas provadas de gás natural de 228 bilhões para 365 bilhões de m³; (iii) incremento de mais de 100% na produção de petróleo e gás natural (BAIN; TOZZINI, 2009; BP, 2017).

Juntamente com a adoção do regime de concessão, o governo brasileiro criou diversos programas de incentivo para o desenvolvimento do setor de petróleo e gás natural. Dentre estes incentivos se destacam o Regime Aduaneiro Especial (REPETRO) e o Programa de Mobilização da Indústria Nacional (PROMINP). O REPETRO é um regime aduaneiro especial de admissão temporária de determinados bens e equipamentos destinados às atividades de petróleo e gás natural, que se caracteriza pela redução da cobrança de tributos federais e estaduais sobre bens e equipamentos importados, auxiliando no fomento e atração de investimentos para toda a cadeia da indústria de E&P de petróleo e gás (BOOZ; VRBG, 2012).

Já o PROMINP é um programa lançado em 2003 pelo Ministério de Minas e Energia (MME) direcionado a maximização da indústria petrolífera nacional de produtos e serviços. Inicialmente, o PROMINP identificou lacunas de competitividade da indústria nacional em relação ao mercado internacional (TORDO et al., 2013), tais como indústria naval, fabricação de vasos pressurizados, manufatura de válvulas e compressores, instrumentação e serviços de engenharia. Posteriormente, o programa buscou identificar os fornecedores destes produtos e serviços específicos no mercado internacional com o intuito de encorajar o estabelecimento de filiais em território brasileiro ou parcerias com empresas brasileiras, além de oferecer condições de financiamento subsidiado através de parcerias com bancos públicos e privados. Tordo et al. (2013) identifica alguns resultados alcançados pelo programa tais como o aumento da participação de fornecedores locais de 57% em 2003 para 75% em 2010 e a criação estimada de 755000 novos postos de trabalho em território nacional.

A Agência Nacional do Petróleo (ANP), implementada pelo Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, tem autarquia federal sendo o órgão regulador das atividades que integram a indústria

de E&P de petróleo, gás natural e biocombustíveis no Brasil (ANP, 2018). A ANP passou a ser a responsável por elaborar os editais e promover os leilões públicos das novas áreas a serem exploradas utilizando-se o regime de concessão. As principais funções da ANP no tocante à exploração e produção de petróleo e gás são: (i) definir um conjunto de regras mínimas para o funcionamento das empresas de petróleo e gás natural em território brasileiro, por meio de portarias, instruções normativas e resoluções técnicas; (ii) promover licitações e assinar contratos em nome da União com os concessionários em atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e autorizar as atividades das indústrias reguladas; (iii) elaborar e divulgar das estatísticas oficiais de informações estratégicas sobre reservas e produção de petróleo e gás em território brasileiro, além do armazenamento e resguardo do banco de dados geológico gerado nas bacias sedimentares, quantificação de reservas, estimação de produção por região e outras informações significativas quanto às atividades da indústria de petróleo e gás natural (ANP, 2018).

As atividades licitatórias são principalmente representadas pelas rodadas de novos blocos exploratórios, onde a ANP dá a concessão de exploração e produção de determinados blocos para empresas públicas e privadas. Estas rodadas passaram a ter um papel fundamental nas atividades de E&P, se caracterizando como leilões públicos e abertos a todas as empresas nacionais e estrangeiras, sendo julgadas por requisitos técnicos, jurídicos, financeiros e fiscais (ANP, 2018). De acordo com ANP (2018), o julgamento das ofertas apresentadas pelas empresas exploradoras nestas rodadas contempla basicamente três itens: (i) bônus de assinatura¹⁶; (ii) Programa Exploratório Mínimo (PEM) envolvendo as atividades exploratórias mínimas como sísmica 2D e 3D, poços exploratórios, retiradas de núcleos, amostragem, testes de produção, dentre outros; (iii) termo de compromisso com aquisição de bens e serviços na indústria nacional através do percentual de conteúdo local¹⁷.

Até o ano de 2008, dez rodadas de licitações haviam sido realizadas utilizando o regime de concessão conforme a lei vigente no período. A concessão é o regime regulatório por meio do qual o titular originário dos direitos sobre os hidrocarbonetos (Estado brasileiro) concede a uma

¹⁶ A experiência internacional demonstra que o pagamento de elevados bônus de assinatura ao Estado como critério de escolha dos vencedores favorecem às grandes empresas, únicas capazes de antecipar elevadas somas de dinheiro no início do projeto, comprometendo a competitividade dos leilões (GOMES, 2009).

¹⁷ O Conteúdo Local se refere a preferência de contratação de fornecedores brasileiros sempre que suas ofertas apresentem condições de preço, prazo e qualidade equivalentes às de outros fornecedores, tendo o objetivo de incrementar a participação da indústria nacional de bens e serviços, em bases competitivas, nos projetos de exploração e produção de petróleo e gás (ANP, 2018).

ou mais empresas exploradoras (nacionais ou estrangeiras) a exclusividade na exploração e produção de petróleo e gás natural em determinada área (BAIN; TOZZINI, 2009). Neste regime, o Estado não tem nenhum risco exploratório associado às atividades de exploração das áreas concedidas e não tem nenhuma participação nas receitas geradas pela produção de petróleo e gás natural (BAIN; TOZZINI, 2009).

Em contrapartida aos direitos de exclusividade concedidos às empresas exploradoras, as empresas se comprometem a atender às seguintes participações governamentais (*government take*): (i) bônus de assinatura, estabelecido a cada bloco exploratório licitado; (ii) royalties, pagos mensalmente a partir do início da produção comercial de cada campo, que corresponde usualmente a dez por cento da produção de petróleo e/ou gás; (iii) participações especiais, pagas trimestralmente com a alíquotas de 0% (isento) até 40%, onde diversos dados de produção, região, profundidade do campo e outros são considerados no cálculo final¹⁸; (iv) pagamento pela ocupação ou retenção de área, pago anualmente de acordo com a área (km²) utilizada nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção (ANP, 2018).

Além dos compromissos assumidos nas rodadas de licitações, as empresas exploradoras devem recolher os mesmos impostos obrigatórios para todos os setores da economia. Portanto, pode-se resumir ao *government take* brasileiro em basicamente nove contribuições: (i) bônus de assinatura; (ii) royalties; (iii) participações especiais; (iv) taxa de ocupação; (v) Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ); (vi) Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL); (vii) Programa de Integração Social (PIS); (viii) Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS); (ix) Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS)¹⁹. Em um estudo realizado por Bain e Tozzini (2009), considerando-se um campo de grande volume em águas profundas, preço do petróleo no mercado internacional por volta de US\$ 50,00 e condições semelhantes das apresentadas nas dez primeiras rodadas, o *government take* no Brasil é de 56,4%, caindo lentamente com o aumento nos preços, porém se mantendo acima de 50%.

A tabela 2 apresenta um resumo com as rodadas de licitação realizadas entre 1999 e 2008. Durante o período de 1997 a 2007, pode-se notar que os resultados foram bastante significativos quanto a quantidade de blocos exploratórios arrematados, empresas interessadas e investimento

¹⁸ As participações especiais são definidas como uma compensação financeira extraordinárias somente em casos de grande volume de produção ou de elevadas taxas de rentabilidade (ANP, 2018; LUCCHESI, 2011).

¹⁹ Os impostos PIS, COFINS e ICMS incidem diretamente sobre a receita bruta e o IRPJ e CSLL incidem somente sobre o lucro líquido das empresas. Estes impostos são semelhantes a praticamente qualquer empresa de todos os outros setores da economia.

realizado de maneira geral. Porém, cabe-se destacar que as quatro rodadas realizadas entre 2004 e 2007 (6ª a 9ª) foram as mais exitosas em termos de número de blocos arrematados e geração de receitas para a União.

Tabela 2 - Resumo das dez primeiras Rodadas de Licitações de 1999 a 2008

Rodadas de Licitação	Rodada 1	Rodada 2	Rodada 3	Rodada 4	Rodada 5	Rodada 6	Rodada 7	Rodada 9	Rodada 10
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2007	2008
Bacias Sedimentares	8	9	12	18	9	12	14	9	7
Blocos ofertados	27	23	53	54	908	913	1.134	271	130
Blocos concedidos	12	21	34	21	101	154	242	108	40
Empresas que manifestaram interesse	58	49	46	35	18	30	52	74	52
Bônus de assinatura (milhões R\$)	322	468	595	92	27	665	1086	2109	89
PEM (milhões R\$)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	364	2047	1797	1367	611

Fonte: Adaptado de Brazil-Rounds (2018)

A partir desta tabela pode-se observar que as dez primeiras rodadas foram realizadas entre os anos de 1999 e 2008 com uma periodicidade relativamente constante, ou seja, uma rodada a cada ano. Além disso, um total de mais de oitenta empresas exploradoras nacionais e estrangeiras participaram destas rodadas, sendo que a posição integrada e dominante da Petrobras não foi reduzida, mas sim se tornou um fator indutor de estratégias cooperativas das novas empresas envolvidas no segmento de E&P no Brasil (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011). Segundo Ramirez-Cendrero e Paz (2017), a Petrobras sempre atuou como um agente de desenvolvimento econômico, além de ser um importante instrumento para as políticas energéticas brasileiras. Apesar das rodadas públicas e abertas a todas as empresas, os investimentos de E&P de petróleo e gás continuaram concentrados na Petrobras, com apoio do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico), onde a NOC brasileira continuou a desfrutar de grande participação no mercado e forte influência política (PAZ, 2014; ANTOLÍN; RAMIREZ-CENDRERO, 2013).

Segundo Tordo et al. (2010), os únicos parâmetros considerados para a escolha das empresas vencedoras até a quarta rodada de licitação foram o valor do bônus de assinatura e o percentual de conteúdo local. Somente a partir da quinta rodada é que o quesito do PEM passou a ser um parâmetro de seleção das empresas vencedoras. Houve também uma evolução na consideração

das propostas a cada rodada, sendo que o conteúdo local foi ganhando importância cada vez maior na seleção das ofertas vencedoras (ANP, 2018).

No mercado internacional, o período entre os anos 2002 e 2008, foi caracterizado pelo crescente aumento do preço do petróleo. Normalmente, períodos de elevadas rentabilidades associadas a aumento do preço do petróleo no mercado internacional levam os governos locais a buscar novas formas de tributação e mudanças nos regimes aplicados para capturar uma maior parte da renda petrolífera gerada (DANIEL et al., 2008). Van Meurs (2008) comenta que com o aumento do preço do petróleo, durante o período 2002 e 2008, a participação governamental apresentou um aumento significativo. Os principais instrumentos utilizados pelos governos locais foram os seguintes: (i) adoção de regimes de tributação mais progressivos de acordo com o aumento das rentabilidades associadas ao aumento dos preços do petróleo no mercado mundial; (ii) mudança do regime fiscal, com maior implementação de regimes de maior participação estatal (principalmente partilha de produção); (iii) nacionalização parcial de alguns projetos de E&P em alguns países. Cabe destacar que apesar de o Brasil ter realizado algumas mudanças nos últimos anos em suas legislações e regulações, é considerado um país estável juridicamente já que tem mostrado elevada consistência em todos os contratos assinados, contribuindo para um ambiente seguro dos investimentos e das propriedades privadas (ALMADA; PARENTE, 2013).

Segundo Daniel et al. (2008), este crescente aumento do preço do petróleo entre 2002 e 2008 trouxe a revitalização e o interesse exploratório em áreas como baixas rentabilidades, elevados custos de produção e em ambientes tecnicamente desafiadores, tais como águas profundas (*Deepwater*) e areias asfálticas (*Tar Sands*). Uma considerável parte do aumento do interesse de investimentos identificados nas Rodadas de Licitações brasileiras durante o período de 2002 a 2008 também pode ter certa relação com o aumento do preço do petróleo no mercado internacional.

2.1.3.4 Após 2007: Descoberta da região do pré-sal

No final de 2007, foram noticiadas as primeiras descobertas de grandes reservas de petróleo e gás natural na camada do pré-sal (CONSOLI, 2015; RODRIGUES; SAUER, 2015), região petrolífera *offshore* que se estende entre as bacias sedimentares do Espírito Santo, Campos e Santos por cerca de 800 km ao longo do litoral brasileiro. Com isso se observou uma mudança de foco das atividades de exploração para esta nova área (pré-sal). Diversos estudos realizados nesta região indicam um aparato geológico bastante promissor, associado a baixos riscos

exploratórios e elevadas rentabilidades (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011). Segundo Consoli (2015), no entendimento do governo brasileiro, o volume de recursos estimados no pré-sal não deveria ser explorado de acordo com as regras do regime de Concessão, sendo que o menor risco geológico justificaria a orientação de maior parcela da renda petrolífera para o Estado. Estimava-se que as reservas recuperáveis associadas a todos os reservatórios localizados na região do pré-sal poderiam atingir cerca de 100 bilhões de BOE²⁰ (BAIN; TOZZINI, 2009), o que corresponderia a aumentar as reservas provadas em território brasileiro em praticamente 700%.

De acordo com dois estudos de prospecção realizados por uma empresa de consultoria internacional, um para a Agência Nacional do Petróleo (ANP) e outro para a empresa privada Queiroz Galvão Exploração, a região do Pré-sal poderia ser caracterizada como de baixo risco exploratório e de elevado volume potencial de reservas (GAFFNEY, CLINE E ASSOCIATES, 2010a; 2010b). O estudo de prospecção realizado para a ANP se concentrou na Bacia de Santos para detalhar importantes parâmetros de exploração e produção potencial de campos como: Libra, Tupi, Peroba, dentre outros, sendo que a probabilidade de sucesso geológico exploratório pode chegar a 70% (GAFFNEY, CLINE E ASSOCIATES, 2010a). Um outro estudo realizado para a Queiroz Galvão Exploração foca na avaliação técnica e econômica de bacias onde a empresa detém participação, tais como: Camamu, Jequitinhonha e Santos (GAFFNEY, CLINE E ASSOCIATES, 2010b).

Em busca de uma adequação do marco regulatório ao interesse nacional e da sustentabilidade socioeconômica e ambiental no longo prazo, seria necessário um novo conjunto de leis e regulações para redefinir a atratividade do setor de E&P no Brasil (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011). Segundo Bain e Tozzini (2009) e Tolmasquin e Pinto Junior (2011), o governo brasileiro buscou os seguintes objetivos principais a partir deste novo conjunto de leis e regulações: (i) ampliação das receitas do Estado derivadas da exploração do pré-sal; (ii) desenvolvimento da cadeia produtiva nacional; (iii) robustez do marco regulatório no longo prazo; (iv) maior controle da riqueza potencial; (v) maior benefício a sociedade brasileira.

Diversos estudos foram realizados após as novas descobertas na região do pré-sal para avaliar os impactos desta mudança das regulações a serem promovidas (SERRA, 2011; POSTALI, 2009; GOMES, 2009; CHAUHAN et al., 2014; CONSOLI, 2015). Postali (2009) avaliou que

²⁰ BOE (*Barrels of Oil Equivalent* ou Barris de óleo equivalente) é uma unidade de conversão de um volume de gás natural em volume equivalente de petróleo muito utilizada para a quantificação de reservas de recursos.

a mudança da modalidade regulatória, motivada pelas anunciadas descobertas da região do pré-sal, poderia não ser uma boa iniciativa; já que as mudanças de aumento dos níveis de impostos poderia ter efeitos potencialmente negativos na disposição das empresas exploradoras de investir. Gomes (2009) avaliou que aumento nas participações governamentais (*government take*) poderia desestimular os investimentos nas atividades de E&P, podendo consequentemente diminuir a produção de petróleo e gás natural no futuro, além do atraso no desenvolvimento do setor em virtude do atraso de novas licitações e maior complexidade dos contratos entre o Estado e as empresas exploradoras.

Serra (2011) avalia que a opção governamental pela mudança aos contratos de partilha se pauta nos menores riscos exploratórios na região do pré-sal e que o regime de concessão seria incapaz de garantir a justa participação do governo no rateio dessa riqueza. Porém, Gomes (2009) expressa que a alteração das regras sobre os regimes aplicados pode diminuir a atratividade econômica do Brasil dado que a estabilidade das instituições jurídicas, políticas e macroeconômicas de um país é um elemento fundamental à atração de investimentos.

Chauhan et al. (2014) argumentam que a exclusividade da Petrobras na região do pré-sal é um dos pontos mais criticados do novo regime de partilha e afasta as empresas exploradoras, já que as mesmas não detém poder de controle dos investimentos e execução das atividades. Os benefícios da concentração dos projetos de E&P somente na Petrobras, tais como economias de escala e esforços em P&D, devem ser ponderados contra potenciais perdas advindas da diminuição da eficiência no caso de múltiplas empresas operadoras com experiências e tecnologias complementares (HERNANDEZ-PEREZ, 2011). Chauhan et al. (2014) complementa que a exclusividade da Petrobras tem três possíveis consequências principais: (i) redução do ritmo de exploração, devido a elevada quantidade de investimentos necessários para explorar toda a região do pré-sal; (ii) crescimento da dívida da Petrobras para financiar todas as atividades de exploração necessárias; e (iii) realocação dos recursos e mudança de foco da Petrobras de outros projetos para as áreas do pré-sal.

Consoli (2015) detalha que as alterações propostas do regime de Concessão para Partilha de Produção poderiam ter sido adotadas de maneira mais simples e num período mais curto de tempo, não onerando a cadeia do petróleo durante este período de indefinições. Ou seja, pequenas alterações nos tributos já existentes, como royalties e bônus de assinatura, no regime de Concessão seriam suficientes para atingir os objetivos do governo quanto ao aumento da arrecadação equivalente ao do regime de Partilha de Produção.

As discussões no Congresso Nacional culminaram com um novo conjunto de legislações referente as atividades de exploração de petróleo e gás natural, destacando-se a lei Nº 12.351/2010, que estabeleceu a mudança do regime de Concessões para a Partilha de Produção em todas as áreas estratégicas, incluindo o pré-sal. Além disso, este novo conjunto de leis e regulações trouxe outras mudanças para o mercado de E&P, a saber: (i) exclusividade da Petrobras como a empresa operadora, responsável pelo controle e gerenciamento das atividades em todas as áreas estratégicas e com um mínimo de 30% de participação em cada projeto (CONSOLI, 2015; RODRIGUES; SAUER, 2015); (ii) o Estado pode ceder a Petrobras qualquer uma das áreas estratégicas através dos contratos de cessão onerosa (CONSOLI, 2015).

Com a indefinição e discussões sobre a legislação a ser adotada para as atividades de exploração do pré-sal, as rodadas de licitações de blocos exploratórios foram interrompidas em 2008 somente retornando em 2013. Segundo Consoli (2015), investimentos em E&P deixaram de ser realizados pelas empresas exploradoras em virtude da interrupção dos leilões por cinco anos, no período entre 2008 e 2013. Chauhan et al. (2014) argumentam que o excesso de burocracia, igualmente como observado em outras nações com grandes riquezas petrolíferas e de elevado controle governamental, fez o processo de discussão de mudanças regulatórias ser tão longo. De acordo com IBP (2016), seria importante ter uma maior continuidade e previsibilidade de leilões de novos blocos para a exploração para se garantir um calendário de investimentos de longo prazo, que permita as empresas exploradoras o planejamento com antecedência da alocação de seus recursos.

No período de transição compreendido entre os anos de 2008 (10ª rodada) e 2013 (11ª rodada), o governo assinou diversos contratos de cessão onerosa com a Petrobras com o propósito de manter as atividades de pesquisa, exploração e produção visando não comprometer os investimentos no setor e a cadeia de fornecedores (CONSOLI, 2015). Os contratos de cessão onerosa também visavam fortalecer o interesse da União por dotar à Petrobras a exploração de áreas de uma região de interesse estratégico do pré-sal caracterizadas pelo elevado potencial de rentabilidade (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011).

Com as mudanças implementadas pelo Estado brasileiro, o regime de partilha de produção foi adotado para as áreas inexploradas do pré-sal, consideradas estratégicas para o Estado brasileiro (LUCCHESI, 2011) e de elevado interesse para o desenvolvimento nacional, caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção (VILANI, 2010). O objetivo deste regime era ampliar o controle e aumentar a participação da sociedade na renda petrolífera

gerada (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011; LUCCHESI, 2011). Neste caso a Petrobras passou a ter uma exclusividade de no mínimo de 30% dos projetos e ser a única empresa operadora e responsável por toda a execução das atividades de E&P nas áreas sujeitas ao regime de partilha²¹ (CASELLI, 2012).

O bloco de Libra foi o único leilado na 1ª rodada de partilha de produção realizada em 2013 pela proposta do consórcio formado por Petrobras, Shell Brasil, Total, CNPC e CNOOC (BRAZIL-ROUNDS, 2018). A exploração do bloco de Libra (Bacia de Santos) começa com um poço pioneiro perfurado pela Petrobras em 2010, que apresentou uma acumulação de elevado potencial, que pode chegar a 7,9 bilhões de barris de petróleo (MORAIS, 2013). Posteriormente, este bloco foi arrematado pelo único consórcio que apresentou proposta e com o valor mínimo requerido com fator de partilha de 41,65% (BRAZIL-ROUNDS, 2018), demonstrando a baixa competitividade observada no leilão. Segundo Consoli (2015), as legislações e regulações impostas pelo regime de partilha de produção no Brasil não gera um ambiente de competição e oportunidade semelhante aos verificados pelo regime de Concessão.

O fator que mais pode ter contribuído para a baixa competitividade observada no leilão foi o elevado valor do bônus de assinatura de 15 bilhões de Reais, valor muito superior aos bônus pagos pelas empresas exploradoras em leilões anteriores (CONSOLI, 2015). Outro fator criticado foi o elevado percentual da União (41,65%), que abre um precedente para sua replicação em outros campos do pré-sal nos próximos leilões. A região do pré-sal não possui apenas campos gigantes e de elevado potencial de produção, mas sim diversos campos de dimensões menos significativas, que poderia prejudicar fortemente a atratividade econômica dos mesmos (CONSOLI, 2015). De acordo com IBP (2016), seria necessário uma maior participação dos setores privados e estatais para o aprimoramento e aumento da atratividade dos projetos do regime de partilha de produção em áreas do pré-sal. Os principais itens recomendados são: (i) incentivo a participação de múltiplos operadores nos leilões visando aumento da competição, aumento dos investimentos e maiores incentivos à inovação em busca da maior eficiência possível; (ii) revisão das atribuições da empresa estatal (PPSA) criada para gerenciar os recursos do pré-sal no tocante às suas responsabilidades operacionais, ambientais e de segurança; (iii) estabelecimento de cláusulas vinculadas a recuperação dos custos legitimamente incorridos pelas empresas exploradoras.

²¹ O item da obrigatoriedade da participação de 30% da Petrobras está sendo discutida no Congresso. Se aprovada representa uma diminuição dos investimentos obrigatórios da Petrobras e uma maior liberdade e controle das atividades de E&P pelas empresas exploradoras ou pelos consórcios formados por várias empresas.

Mesmo com as novas leis e regulações referentes ao regime de partilha de produção, em áreas fora do pré-sal e outras regiões não consideradas estratégicas, se seguiu utilizando o regime de Concessão. Estes leilões seguiram com a denominação de rodadas de licitação de blocos exploratórios e com a mesma numeração seguida anteriormente, ou seja, em 2013 se realizou a 11ª rodada. O Regime de Concessão também seguiu sendo utilizado em áreas denominadas de Acumulações Marginais (BRAZIL-ROUNDS, 2018). Estas áreas estão associadas a campos marginais, maduros e normalmente em declínio de produção, onde a Petrobras não é capaz de explorar e produzir a custos competitivos (BAIN; TOZZINI, 2009). Já foram realizados três rodadas de licitações de acumulações marginais em 2005, 2006 e 2015 com a participação de mais de 100 empresas (BRAZIL-ROUNDS, 2018), e existem planos de novas áreas serem licitadas com este mesmo modelo.

A tabela 3 apresenta um resumo com as rodadas de licitação realizadas entre 2013 e 2018. Pode-se visualizar que principalmente a 13ª rodada apresentou um baixo percentual de blocos concedidos, empresas interessadas e valores arrecadados em bônus de assinatura e PEM, demonstrando de maneira geral as dificuldades enfrentadas pelas empresas exploradoras com o baixo preço do petróleo no mercado internacional. Porém, a 14ª e 15ª rodadas indicam uma retomada nos investimentos de acordo com um aumento considerável nos bônus arrecadados e nos valores a serem gastos nos programas mínimos exploratórios (PEM).

Tabela 3 - Resumo da 11ª até a 15ª Rodadas de licitações de 2013 a 2018

Rodadas de Licitação	Rodada 11	Rodada 12	Rodada 13	Rodada 14	Rodada 15
	2013	2013	2015	2017	2018
Bacias Sedimentares	11	7	10	8	7
Blocos ofertados	289	240	266	287	70
Blocos concedidos	117	72	36	37	22
Empresas que manifestaram interesse	72	26	39	20	21
Bônus de assinatura (milhões R\$)	2480	154	121	3843	8015
PEM (milhões R\$)	6902	504	216	845	1223

Fonte: Adaptado de Brazil-Rounds (2018)

Existem atualmente três tipos de contratos associados a exploração e produção de petróleo e gás vigentes no território brasileiro, a saber: (i) regime de concessão, blocos licitados a partir da quebra do monopólio em 1997 até a 15ª Rodada de Licitações da ANP em 2018; (ii) regime de cessão onerosa, blocos cedidos pelo Estado e a ANP para a Petrobras durante o período de 2008 e 2013, onde nenhum tipo de leilão ou licitação foi realizado; e (iii) regime de partilha, aplicados nos leilões realizados a partir de 2013. Como um exemplo ilustrativo da utilização

do mercado da E&P na Petrobras nos anos 90 (CONSOLI, 2015; TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011; LUCCHESI, 2011; COIMBRA, 2013); (vi) Abertura do mercado brasileiro de E&P através de rodadas públicas e abertas de novos blocos de exploração usando o regime de concessão após 1999, o que resultou na entrada de várias empresas exploradoras locais e multinacionais (PAZ, 2014; CONSOLI, 2015; TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011; COIMBRA, 2013); (vii) novas descobertas *offshore* na região do pré-sal no final dos anos 2000 (CONSOLI, 2015; TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011; LUCCHESI, 2011); (viii) adoção de um novo regime regulatório para as áreas estratégicas, tais como a região do pré-sal, utilizando o modelo de partilha de produção (PSC) em 2013 (CONSOLI, 2015; RAMIREZ-CENDRERO; PAZ, 2017; FLORENCIO, 2016).

2.2 Tomada de Decisão

Problemas de decisão surgem quando se está escolhendo ou fazendo de um determinado modo (ROY, 1996) e estão presentes em diversas situações do cotidiano das pessoas, empresas, famílias, instituições, etc. (HWANG; YOON, 1981). Anderson (2002) define aos processos de decisão como um processo mental que resulta na seleção de uma ação dentre variadas alternativas possíveis. A utilização de modelos de apoio à tomada de decisão se tornou mais comum a partir da década de 50 como ferramenta de auxílio na avaliação de questões econômicas, financeiras e operacionais. De acordo com a complexidade das situações encontradas (HILLIER; LIEBERMAN, 2001) e da quantidade de informação simultânea (ALMEIDA et al., 2015), os métodos e análises de tomada de decisão multicritério (MCDM/A) se tornam cada vez mais comuns e necessários. A aplicação destes métodos exige a modelagem inicial de um problema não estruturado na forma de uma matriz de decisão, o que é realizado a partir de métodos de estruturação de problemas.

Existem diversas maneiras de estruturação de problemas de decisão. A principal delas foi elaborada por Simon (1960), onde o processo pode ser estruturado em três estágios: (i) inteligência, busca de problemas e situações; (ii) *design*, construção do modelo; (iii) escolha das alternativas. Almeida et al. (2015) adiciona ainda mais dois estágios: (iv) revisão completa das alternativas, suposições e resultados encontrados; (v) estudo da implementação das alternativas e dos resultados.

O processo tem início na busca de problemas e situações identificados por todos os *Stakeholders* (BELTON; STEWART, 2002) e também estão fortemente relacionados à visão estratégica das

organizações e seus objetivos de longo prazo (ALMEIDA et al., 2015). Na segunda etapa do *design*, se desenvolvem os modelos com a preferência, julgamento de valor, objetivos dos decisores para a definição das alternativas e ações e comparação relativa de uma maneira sistemática e transparente (BELTON; STEWART, 2002). O principal foco do estágio de *design* é a construção do modelo (ALMEIDA et al., 2015), onde o problema, o modelo matemático e as preferências dos decisores são claramente definidos. A construção do modelo é um mecanismo onde os decisores (DMs) podem aprender mais sobre as alternativas disponíveis e suas próprias preferências (BELTON; STEWART, 2002). Outro item imprescindível (ALMEIDA et al., 2015) é a escolha do método de MCDM/A mais adequado.

O terceiro estágio de escolha final é o resultado da avaliação das alternativas por parte dos decisores de acordo com o modelo construído e o método de MCDM/A utilizado (ALMEIDA et al., 2015) e na transformação destas alternativas escolhidas em planos de ação específicos (BELTON; STEWART, 2002). O plano de ações definidos é somente uma pequena parte do processo de decisão como um todo (ROY, 1996), mas pode ser interpretado como a ratificação de todas as etapas anteriores em uma ação compreensiva. O plano de ação é normalmente segregado em pequenas partes de acordo com a hierarquia e funções que juntos formam um resultado compreensível (ROY, 1996).

A quarta etapa de revisão completa das alternativas, suposições e resultados encontrados é primordial para encontrar possíveis inconsistências (ALMEIDA et al., 2015). Alguns autores chamam esta fase como análise de sensibilidade (BAKER et al., 2001; ROY, 1996; BELTON; STEWART, 2002), onde pequenas mudanças feitas no modelo adotado podem resultar em diferenças significativas nos resultados. Almeida et al. (2015) menciona que uma das análises mais realizadas é a mudança nos pesos ponderados dos critérios adotados para escolha das alternativas, que pode ser repetido inúmeras vezes até que todos os envolvidos estejam satisfeitos com os resultados. A quinta etapa é a implementação final e consiste na aplicação dos planos de ações das recomendações geradas e com a correta comunicação destas recomendações a todos os *Stakeholders* envolvidos.

Gomes et al. (2014a) argumenta que o ambiente onde uma decisão é tomada pode ser dividido em basicamente quatro condições, a saber: nas seguintes condições: (i) condições de certeza, pleno conhecimento dos estados da natureza do processo decisório; (ii) condições de risco, existência de diversas probabilidades associadas a cada um dos estados da natureza do processo decisório, adicionando um grau de acaso aos resultados; (iii) condições de incerteza, as

informações disponíveis sobre as alternativas, eventos futuros, objetivos, dentre outros, são incompletas ou parciais, impactando a probabilidade associada aos eventos que estão provocando a decisão; (iv) condições de competição, a estratégia e os estados da natureza do processo decisório são determinados em um ambiente competitivo.

Esta seção apresenta os principais métodos de estruturação de problemas (etapa de design) e os principais métodos de apoio à tomada de decisão multicritério (etapa de escolha).

2.2.1 Métodos de estruturação de problemas (PSM)

De acordo com Franco e Montibeller (2009), a correta estruturação de um problema para a tomada de decisão multicritério não é uma tarefa trivial, em virtude de diversos fatores como a complexidade da situação, que exige a definição de diversos interesses que devem ser mensurados através de critérios ou atributos, e a identificação de potenciais alternativas. Existem diversos métodos de estruturação de problemas, conhecidos na literatura como PSMs (*Problem Structuring Methods*), que consistem em um conjunto de abordagens participativas de modelagem, utilizadas para que um indivíduo ou grupo de indivíduos possa abordar determinado um problema, que geralmente possui alto nível de complexidade e incerteza (SHAW et al., 2006).

Franco e Montibeller (2009) propõem que a completa estruturação dos problemas seja dividida em cinco etapas principais, sendo que estas etapas podem utilizar de diversos outros tipos complementares de ferramentas: (i) definição do problema, modelagem do problema e a identificação das possíveis óticas de diversos indivíduos, tendo como ferramentas principais, os mapas cognitivos, mapas de diálogo, metodologia de Soft Systems e abordagem da escolha estratégica (SCA); (ii) escopo de participação, definição do indivíduo ou grupo de participantes que têm o poder de influenciar a decisão em questão ou que são afetados por ela, sendo que, a Grade Poder-Interesse, Diagrama Estrela, Diagrama de Influência do *Stakeholder* e Diagrama de Venn, são as ferramentas mais utilizadas; (iii) estruturação da árvore de valor, etapa que visa dividir o objetivo geral em diversos objetivos operacionais, tornando a avaliação da performance das alternativas mais simples, sendo as principais ferramentas, pensamento focado nos valores (VFT), as abordagens *Top-Down* (foco nos objetivos) e *Down-Top* (foco nas alternativas), rede de objetivos meio e fim, diagramas de influências qualitativos e mapas cognitivos; (iv) definição de atributos, cada objetivo identificado deve ser associado a um determinado critério ou atributo, que devem ser, não ambíguos, abrangentes, diretos, operacionais e compreensíveis (KEENEY, 1992), tendo como principais ferramentas, o modelo

de decisão para a seleção de atributos e os mapas cognitivos; (v) identificação de alternativas, através da participação dos especialistas no assunto, assim através dos objetivos e dos valores identificados nas etapas anteriores, podendo-se utilizar de diversas ferramentas, *Brainstorming*, pensamento focado nos valores (VFT) e análise de áreas de decisão interligadas (AIDA).

2.2.2 Métodos de tomada de decisão multicritério

A partir de problemas estruturados na forma de uma matriz de decisão, os métodos MCDM/A buscam auxiliar no processo de escolha dentre várias alternativas de acordo a uma função objetivo de maximização ou minimização (ALMEIDA et al., 2015) representando aumento de um possível ganho ou redução de um possível prejuízo. De acordo com Gomes e Gomes (2014), os modelos de apoio à tomada de decisão multicritério buscam que as decisões sejam tomadas com base em critérios racionais para a otimização dos retornos a serem obtidos. Mulliner et al. (2013) agregam que os métodos MCDM/A são definidos como um conjunto de ferramentas para agregar diversos critérios (normalmente conflituosos) sejam eles quantitativos ou qualitativos com o intuito de classificar, ordenar ou selecionar as alternativas mais adequadas para auxiliar no processo de decisão.

O estudo dos MCDM/A em problemas decisórios com múltiplos critérios se originou de diversas escolas, das quais se destacam a Escola Americana e a Escola Francesa (ROSSONI, 2011). Ambas escolas estão interessadas na avaliação de finitas alternativas com um número finito de critérios por um decisor ou um grupo de decisores. Porém, os métodos da escola americana avaliam as alternativas de acordo a uma função agregativa, assim como em uma função global de valor (LOOTSMA, 1990). Já os métodos da escola francesa permitem um modelo mais flexível, não sendo obrigatória a comparação de alternativas e uma estrutura hierárquica dos critérios (ROSSONI, 2011), além de um julgamento mais subjetivo através de sistemas parciais de relações binárias entre as alternativas e de um sistema global de relações (LOOTSMA, 1990).

Roy (1996) menciona que as técnicas de MCDM/A também não podem ser vistas somente como uma ciência que busca a melhor solução possível, mas também o conjunto de condições e suposições nos quais se baseiam as decisões. Os MCDM/A consideram um conjunto de preferências do decisor de acordo com seu julgamento de valor (ALMEIDA et al., 2015). A subjetividade é parte inerente na escolha das preferências e dos objetivos (ALMEIDA et al., 2015), assim como nos critérios e pesos escolhidos para a tomada de decisão (BELTON;

STEWART, 2002), sendo muito difícil de ser evitada (ALMEIDA et al., 2015). Os MCDM/A não buscam dissipar essa subjetividade, mas sim tornar visível e trazer mais transparência ao processo como um todo (BELTON; STEWART, 2002). As preferências dos decisores são representadas na forma vetores de pesos (HWANG; YOON, 1981) que são incorporados aos modelos de decisão para suportar a escolha de certas alternativas em detrimento de outras e análise de múltiplos critérios (ALMEIDA et al., 2015).

Conforme Baker et al (2001), o processo de decisão deve incluir a identificação do decisor e de todos envolvidos sobre a definição dos problemas, diferença de objetivos e alternativas almejadas, representado por um processo de contínua interação e discussão entre estes agentes (ROY, 1996). Almeida et al. (2015) detalha que o decisor representa um papel central no processo que sofre influência de outros atores: analistas, especialistas e *Stakeholders*. O decisor (*Decision Maker*) é a figura principal e o líder do processo de tomada de decisão (ROY, 1996) e de atribuição dos critérios e preferências específicas necessárias (HILLIER; LIEBERMAN, 2001). Gomes e Gomes (2014) argumenta que o decisor é aquele que, dentre todos os *Stakeholders* identificados neste processo de decisão, está provido de poder institucional para ratificar a tomada de decisão.

Os outros atores são representados pelos analistas, que são responsáveis pelo suporte na estruturação dos modelos de decisão (ALMEIDA et al., 2015), pelos expertos que são conhecidos pela experiência e conhecimento específico necessário (HILLIER; LIEBERMAN, 2001; ALMEIDA et al., 2015), e pelos *Stakeholders* que buscam influenciar a decisão para obter um resultado satisfatório para eles pois normalmente são os mais afetados (BELTON; STEWART, 2002; ALMEIDA et al., 2015). Belton e Stewart (2002) sintetizam que, antes de qualquer análise, é necessário um correto entendimento do problema, critérios considerados nas avaliações e consequências das decisões.

Um dos principais métodos de apoio a tomada de decisão multicritério, que utiliza o princípio de utilidade, é apresentado a seguir.

2.2.3 Teoria da Utilidade Multicritério (MAUT)

A Teoria da Utilidade Multicritério (MAUT) é um dos métodos mais aplicados de MCDM/A na prática e no meio acadêmico, principalmente na modelagem dos problemas complexos (BELTON; STEWART, 2002) e segue os conceitos da escola americana com um modelo matemático mais estruturado e menos subjetivo (ROSSONI, 2011; LOOTSMA, 1990).

Segundo Almeida et al. (2015), Belton e Stewart (2002), Hwang e Yoon (1981) o método MAUT foi desenvolvido pelos pesquisadores Keeney e Raiffa (1993) e tendo como base principal a Teoria da Utilidade de Von Neumann e Morgenstern, apresentada durante diversos estudos nas décadas de 40 e 50. Dyer et al. (1992) comenta que o método MAUT é utilizado quando riscos e incertezas tem um papel significativo na definição das alternativas. Almeida et al. (2015) detalha que a Teoria da Utilidade se caracteriza como a maneira que os decisores (DMs) deveriam pensar sistematicamente para identificar seus objetivos, dispendir suas compensações de valor, avaliar resultados e balancear os riscos ou incertezas envolvidos. O princípio mais básico da Teoria da Utilidade é a racionalidade, onde se é oferecido algo reconhecidamente melhor a um indivíduo, ele vai aceitá-lo (SAATY; VARGAS, 2001). Outro importante princípio está relacionado ao uso de probabilidades e estimativas para lidar com risco e incerteza (BELTON; STEWART, 2002).

Os problemas complexos normalmente envolvem objetivos conflitantes que não podem ser simplesmente maximizados simultaneamente por somente uma melhor alternativa para todos os envolvidos (KEENEY; RAIFFA, 1993), já que estes envolvidos podem ter diferentes objetivos e critérios de avaliação, sendo raro que somente uma melhor alternativa tenha os mesmos benefícios para todos (ROY, 1996). Basicamente, os decisores (DMs) têm que escolher a melhor opção possível dentre os objetivos disponíveis ou medir quanto estaria disposto a melhorar um objetivo em detrimento do outro (KEENEY; RAIFFA, 1993).

Belton e Stewart (2002) mencionam que o método MAUT sempre envolve riscos ou incertezas relacionando o uso de probabilidades e expectativas para poder lidar com os mesmos. De acordo com Hwang e Yoon (1981), o método MAUT é uma das soluções em problemas com incerteza associada e essa incerteza pode aparecer de duas formas: (i) incerteza sobre os resultados; (ii) incerteza sobre os critérios considerados; sendo que o método MAUT foi desenvolvido considerando somente a incerteza sobre os resultados. Baker et al. (2001) detalha que é bastante comum que os decisores (DMs) não tenham a experiência e habilidade de determinar os critérios e atributos mais adequados, gerando uma incerteza associada pelo fato de que os decisores não podem estabelecer uma relação direta entre as alternativas disponíveis (FIGUEIRA et al., 2005).

As incertezas podem ser diminuídas com a consulta de especialistas no assunto em questão através de uma abordagem incorporando probabilidades preliminares (ALMEIDA et al., 2015). Belton e Stewart (2002) indicam o uso de especialistas ou facilitadores como suporte na

modelagem do problema para diminuição das incertezas, de acordo com suas experiências e habilidades específicas. As informações disponibilizadas pelos especialistas alimentam a modelagem da função utilidade, clarificando os critérios, ordenando as alternativas e auxiliando os decisores (DYER et al., 1992). Portanto, se uma utilidade for identificada para cada possível consequência e uma utilidade esperada para cada alternativa for calculada, então a melhor solução possível é a alternativa com a maior utilidade esperada (KEENEY; RAIFFA, 1993). Saaty e Vargas (2001) comentam que especialistas e decisores (DMs) normalmente estão em desacordo com os critérios a serem utilizados na seleção das melhores alternativas, porque os especialistas são agentes externos ao problema. Cada alternativa considerada deve ser descrita por uma lista de atributos selecionados (ROSSONI, 2011), além da pressuposição que se dispõe de informação quantitativa adequada para os resultados estimados de cada alternativa disponível (BAKER et al., 2001).

Hwang e Yoon (1981) detalham que existem cinco termos básicos utilizados pelo método MAUT, a saber: (i) critérios, medidas de efetividade ou de performance; (ii) objetivos, alvos a serem atingido; (iii) atributos, parâmetros de avaliação; iv) pesos relativos ponderados, importância relativa de cada atributo; (v) matriz de decisão, avaliação das alternativas em virtude dos critérios. Belton e Stewart (2002) comentam que normalmente cada critério está diretamente relacionado a um objetivo a ser atingido e com um atributo medido quantitativamente, gerando um valor para este atributo e que as consequências de cada alternativa são descritas em termos de uma função de probabilidade. O método MAUT é parte dos estudos da teoria da preferência que quantifica as preferências individuais de acordo com um conjunto de alternativas em termos de uma matriz de decisão (FIGUEIRA et al., 2005).

Segundo Baker et al. (2001), o MAUT é um método de comparação quantitativo utilizado para combinar diversas medidas de custos, riscos, incertezas, benefícios nas preferências dos envolvidos, tendo como base a função de utilidade. A função de utilidade consiste em uma modelagem matemática que busca a maximização dos resultados através da escolha probabilística da melhor alternativa associada com as consequências (ALMEIDA et al., 2015), ou seja, é a tradução em valores numéricos de todas as combinações de alternativas disponíveis (LEONETTI, 2016). O método MAUT busca assignar um valor de utilidade numérico para cada alternativa representando a preferência dos decisores (FIGUEIRA et al., 2005).

A função de utilidade busca transformar as informações quantitativas e qualitativas disponíveis em valores numéricos, permitindo uma melhor análise de problemas complexos (SHIMIZU et

al., 2006). Esta função representa que os decisores (DMs) desejam sempre atingir o maior nível de satisfação possível (ROSSONI, 2011). A sua principal finalidade é transformar os objetivos de acordo aos critérios selecionados e com sua devida importância ponderada pelos pesos relativos, conhecidos na literatura como *Weighted Vectors* (WVs), em uma escala adimensional entre 0 e 1 (BAKER et al., 2001), sendo que 0 representa o pior nível de satisfação e 1 o melhor nível de satisfação (KEENEY; RAIFFA, 1993). Os pesos ponderados (WVs) representam a importância relativa atribuída pelos decisores (DMs), especialistas e outros envolvidos de acordo com seus próprios critérios (BAKER et al., 2001).

O método MAUT é um procedimento bastante estruturado de modelagem, desenvolvimento e solução. Segundo Figueira et al. (2005), uma das aplicações é quando administradores públicos buscam decisões para o melhor interesse público, já que neste caso cada decisão deve ter justificativa plausível e seguir um procedimento baseado em um conjunto de regras e leis. Cada decisão estudada gera uma função de utilidade diferente criada especificadamente para cada caso (BAKER et al., 2001). Assume-se que se a função de utilidade apropriada é designada para cada possível consequência e a utilidade esperada de cada alternativa é calculada, a melhor alternativa será a de maior utilidade esperada (KEENEY; RAIFFA, 1993). Baker et al. (2001) menciona que uma vez que esta função de utilidade é desenvolvida para um certo caso, um maior número de outras possíveis alternativas podem ser comparadas contra a alternativa de maior utilidade esperada.

Todavia, assim como as demais técnicas multicritério, o MAUT considera apenas um tomador de decisão e não um grupo.

2.2.4 Teoria dos jogos e equilíbrio de Nash

A teoria dos jogos se caracteriza como um conjunto de ferramentas para entender como os indivíduos interagem estrategicamente em tomadas de decisões para chegar a uma conclusão (OSBORNE; RUBINSTEIN, 1994). Este conjunto de ferramentas é utilizado para modelar estes processos de interação estratégica, determinar as possíveis consequências destas interações e, conseqüentemente, os possíveis resultados (FIANI, 2015). As situações e interações estratégicas são transformadas em linguagem matemática através do uso deste conjunto de ferramentas. Osborne e Rubinstein (1994) detalham que a pressuposição básica para a utilização destas ferramentas é que os indivíduos sempre buscarão atender a objetivos bem definidos (racionalidade) e levarão em conta as expectativas dos outros indivíduos em suas considerações (decisões estratégicas). Zolfani e Banihashemi (2014) definem a estratégia como

a estimativa de um plano de ações que um dado jogador realizará de acordo com todas as circunstâncias possíveis. Portanto, a teoria dos jogos auxilia na modelagem matemática para entender os indivíduos e estimar os possíveis resultados das negociações (SOLTANI et al., 2015) através das interações estratégicas de cada um dos indivíduos envolvidos com respeito as suas respectivas preferências (MADANI, 2010).

Segundo Myerson (1999), diversos trabalhos precursores a teoria de jogos foram publicados ao longo dos séculos XIX e XX, a destacar: (i) Antoine Cournot, desenvolveu uma análise da competição entre empresas em ambientes não-cooperativos de oligopólio através de uma metodologia similar ao equilíbrio de Nash em 1838; (ii) posteriormente, Émile Borel em 1921 propôs uma metodologia para determinar para quaisquer circunstâncias o que o indivíduo deveria fazer para obter o “melhor” resultado possível; (iii) o legado de John Von Neumann foi um dos mais importantes durante as décadas de 20, 30 e 40 onde defende que qualquer jogo competitivo pode ser modelado matematicamente seguindo-se um estrutura simples de jogadores, um conjunto de estratégias para cada jogador e uma função de pagamento (*payoff*) gerada a partir destas estratégias.

Myerson (1999) também destaca que os estudos de John Von Neumann foram responsáveis pelo conceito de independência das estratégias dos indivíduos, o teorema de solução denominado minimax e uma função de utilidade esperada para as decisões tomadas pelos indivíduos, esta última contribuição em conjunto com Morgenstern. Na década de 50, John Nash formulou uma metodologia geral para o conceito equilíbrio em jogos não-cooperativos conhecido como equilíbrio de Nash para analisar a todos os jogos possíveis, já que desenvolveu um método dinâmico de estudo de jogos cooperativos baseados em uma redução para uma forma não-cooperativa. Posteriormente, diversos outros pesquisadores seguiram o legado de John Von Neumann e John Nash no aprofundamento do estudo e aplicação da teoria dos jogos.

Existem diversas maneiras de interpretar os mais variados tipos de jogos existentes. Nash (1950) e Zolfani et al. (2015) dividem os jogos em basicamente cooperativos e não-cooperativos, sendo que a principal diferença está na possibilidade ou impossibilidade na formação de coalizões, comunicação prévia ou pagamentos paralelos. Von Neumann e Morgenstern (1953) e Nash (1953) focam seus estudos nos jogos cooperativos, que representa a análise das relações, comunicações e coalizões formadas entre os indivíduos durante um determinado jogo. As relações e coalizões formadas refletem que normalmente o foco destes jogos é o resultado final que pode-se alcançar em grupo ao invés dos interesses individuais de

cada um (OSBORNE; RUBINSTEIN, 1994). Se assume também que os jogadores podem estabelecer compromissos e garantias efetivas (FIANI, 2015). Um componente único aos jogos cooperativos é a ameaça, que se caracteriza quando um jogador “A” intimida um jogador “B” convencendo “B” que se as demandas de “A” não forem atendidas, então “A” realizará uma determinada ação “T” (NASH, 1953). Portanto, uma cooperação pode ser alcançada pelo uso de contratos, compromissos, ameaças ou promessas para atingir o maior resultado possível para os jogadores envolvidos (OSBORNE; RUBINSTEIN, 1994). Um dos exemplos mais clássicos de cooperação é a formação de cartéis, que se caracterizam como a coalizão de empresas concorrentes para coordenação do preço de seus produtos visando a maximização dos lucros, comportando-se assim como uma empresa monopolista (FIANI, 2015).

A teoria dos jogos cooperativos utiliza normalmente simples resoluções de acordos que jogadores racionais deveriam fazer, porém se necessita de métodos de resolução de jogos não-cooperativos para entender o porquê (BINMORE, 2007). Nash (1950) representa o estudo dos jogos não-cooperativos, onde se assume a completa falta de comunicações e coalizões entre os indivíduos, sendo que cada um escolhe sua estratégia de maneira independente sem nenhum tipo de colaboração ou negociação. As principais premissas dos jogos não-cooperativos são que os jogadores escolhem suas ações estratégicas de maneira independente e racional para maximização de seus resultados e que qualquer cooperação existente é unicamente explicada pelas estratégias escolhidas por cada jogador (BINMORE, 2007).

O resultado do uso de modelos matemáticos nos leva a procurar a decisão como um equilíbrio (NASH, 1950), sendo o mais conhecido o equilíbrio de Nash. A pressuposição principal do equilíbrio de Nash é que cada indivíduo atuará, dentro de seu controle, para maximizar seu resultado de acordo com seus critérios, conforme o comportamento dos outros indivíduos (MYERSON, 1999). Binmore (2007) comenta que o equilíbrio de Nash representa um processo de balança de ajuste em favor da alternativa mais favorável em detrimento da alternativa menos favorável para os indivíduos envolvidos em um jogo de acordo com as circunstâncias, desde que os indivíduos tenham uma correta expectativa sobre os outros indivíduos e ajam racionalmente (OSBORNE; RUBINSTEIN, 1994).

De maneira geral, um jogo estratégico é constituído pelos jogadores, as estratégias de entrada para cada jogador e um respectivo pagamento (*payoff*) associado, sendo representado por uma função vetorial no espaço de estratégias possíveis para as utilidades dos jogadores (ROBINSON; GOFORTH, 2005). O espaço de estratégias engloba todas as possíveis

combinações de estratégias dos jogadores envolvidos. Binmore (2007) define a função vetorial como a direção e a intensidade resultantes do pagamento específico de cada jogador em virtude de suas decisões em um determinado espaço de estratégias possíveis. Zeleny (1975) e Blackwell (1956) podem ser considerados os pioneiros em abordar os problemas derivados de jogos com múltiplos vetores de pagamento (*Vector Payoff Games*) ou jogos de múltiplos objetivos (*Multiple Objective Games* – MOG).

Fiani (2015) argumenta que uma função de pagamentos ou de recompensas é a tradução numérica da função vetorial de suas preferências individuais, sendo que os valores representados respeitam um ordenamento de preferências de cada jogador. Os valores numéricos apresentados representam um nível de satisfação ou recompensa relativa entre os resultados alcançados pela escolha de uma estratégia específica. Portanto, as funções de pagamento (*payoff*) de cada jogador são determinadas pela função vetorial, que associa um vetor de pagamentos para cada possível combinação de estratégia possível (ROBINSON; GOFORTH, 2005). Neste trabalho, se utilizará uma função de pagamentos (*payoff*) para quantificar as preferências específicas de cada agente envolvido nas aplicações práticas segundo o método proposto por Leoneti (2016).

Existem diversos tipos de jogos já estudados e padronizados de acordo com determinadas situações de interação estratégica, que são denominados como jogos clássicos. Esta padronização visa simplificar e facilitar a análise dos jogos e resumir as características da situação em análise traçando-se um paralelo com estes jogos clássicos (FIANI, 2015). Os jogos clássicos representam uma forma simplificada com somente dois jogadores e dois possíveis ações capturando assim a essência da interação estratégica frequente em situações mais complexas (OSBORNE; RUBINSTEIN, 1994). Robinson e Goforth (2005) indicam que os jogos clássicos são umas das formas mais simples de se estudar um jogo estratégico, onde cada jogador deve escolher uma das duas alternativas disponíveis de acordo com sua estratégia individual, sendo possível construir um total de 144 jogos. No entanto, nas próximas seções se encontram detalhados somente alguns destes jogos, com foco nos jogos clássicos mais importantes e estudados pela comunidade científica.

2.2.4.1 Jogos de Soma Zero

Este jogo clássico é caracterizado como conflito permanente e não há como determinar estratégias que sejam reciprocamente as melhores respostas para cada jogador (FIANI, 2015). Segundo Von Neumann e Morgenstern (1953), estes jogos são formados por um conjunto de

possibilidades de resultados iguais para ambos jogadores, sendo que as possibilidades de coalizão são limitadas. Um dos exemplos mais difundidos deste tipo de jogo é conhecido como Combinar Moedas (*Matching Pennies*). Nesta disputa convencional de cara ou coroa, o jogador 1 paga um dólar ao jogador 2 se as escolhas forem diferentes e o jogador 2 paga um dólar ao jogador 1 se as escolhas forem iguais (OSBORNE; RUBINSTEIN, 1994), sendo que as escolhas devem ser imprevisíveis e de igual probabilidade para ambos jogadores (BINMORE, 2007). Este jogo é um exemplo de jogos com informação imperfeita já que aspectos importantes para a tomada de decisão não são conhecidos como experiências passadas e conhecimento dos interesses do outro jogador (BINMORE, 2007). Osborne e Rubinstein (1994) indicam que os interesses dos jogadores neste jogo são completamente antagônicos e também conhecidos na literatura como jogos estritamente competitivos.

Figura 8 - Jogo Clássico de Combinar Moedas (*Matching Pennies*)

Jogador 1	Jogador 2	
	Cara	Coroa
Cara	1, -1	-1, 1
Coroa	-1, 1	1, -1

Fonte: Fiani (2015)

Outro exemplo para a aplicação deste jogo clássico acontece na disputa de mercado muito competitivos, onde duas empresas estão disputando fortemente aumentar suas participações (*Market Share*) em um dado mercado, sendo que somente com a redução da participação de uma das empresas é que se alcança o aumento na participação da outra empresa (FIANI, 2015). No caso de mercados extremamente competitivos, a disputa quase sempre termina sendo prejudicial para ao menos uma das duas empresas.

2.2.4.2 Batalha dos Sexos

Luce e Raiffa (1957) foram os primeiros a detalhar este jogo clássico como avaliação de duas opções de entretenimento para um casal, onde o homem preferiria assistir a um evento de luta e a mulher ir a um balé. A Batalha dos Sexos acontece pela preferência cultural de cada um dos jogadores envolvidos, porém é mais importante ir juntos do que cada um ir ver separadamente em seu evento preferido. Este jogo clássico representa as situações onde os jogadores ganham sempre que as decisões estejam coordenadas, mesmo com as preferências distintas sobre a ação a ser executada (FIANI, 2015). Osborne e Rubinstein (1994) comentam que este modelo de jogo clássico é o mesmo para situações onde os jogadores desejam coordenar seus comportamentos, mas tem interesses conflitantes. Esta situação é algumas vezes enfrentada em

jogos de padrão tecnológico, onde a coordenação das ações entre os agentes tecnológicos traz benefícios para ambos assim como prejuízo em caso de não-coordenação (FIANI, 2015).

Figura 9 - Jogo Clássico da Batalha dos Sexos

Homem	Mulher	
	Evento de Luta	Evento de Balé
Evento de Luta	2, 1	-1, -1
Evento de Balé	-1, -1	1, 2

Fonte: Luce e Raiffa (1957)

2.2.4.3 Dilema dos Prisioneiros (*Prisoner's Dilemma*)

Este jogo clássico é talvez um dos mais populares da teoria dos jogos (FIANI, 2015). Luce e Raiffa (1957) detalham este jogo como dois suspeitos que foram presos e colocados em celas separadas. Existem vários indícios que eles são culpados, já que foram capturados perto da cena do crime e em atitude suspeita, mas não há evidências claras para a condenação em um julgamento. Cada prisioneiro tem duas alternativas, confessar ou não o crime para a polícia. Se ambos não confessarem, ambos serão presos com uma pena mais branda de 1 ano, para crimes de menor porte como vadiagem. Se somente um dos prisioneiros confessar, este receberá somente uma pena de 3 meses por colaboração com a polícia enquanto o outro prisioneiro que não confessar receberá uma pena de 10 anos. Se ambos confessarem, ambos serão condenados a uma pena de 8 anos, que representa uma redução a pena inicial prevista por colaboração. Osborne e Rubinstein (1994) comentam que neste jogo existe uma tendência para a coordenação das ações entre os jogadores, porém também existe um forte incentivo para tomar uma decisão livremente (*free rider*). Fiani (2015) comenta que neste tipo de jogo o fato de cada jogador buscar o melhor para si leva a uma situação que não é a melhor para todos. Ou seja, cada jogador busca de modo independente aumentar seu retorno e obter vantagem em relação à estratégia do outro jogador.

Figura 10 - Jogo Clássico do Dilema do Prisioneiro

Prisioneiro 1	Prisioneiro 2	
	Não Confessa	Confessa
Não Confessa	-1, -1	-0.3, -10
Confessa	-10, -0.3	-8, -8

Fonte: Luce e Raiffa (1957)

Um exemplo deste tipo de jogo clássico, detalhado por Luce e Raiffa (1957), pode ocorrer no caso de fazendeiros de trigo, onde os mesmos podem escolher entre duas alternativas: “baixo

volume de plantio” e “elevado volume de plantio”. Se todos os fazendeiros decidem pela alternativa de “baixo volume”, o preço para todos permanece elevado e individualmente seus resultados são bons. O mesmo não acontece se todos os fazendeiros decidem pela alternativa de elevado volume, já que os preços seriam mais baixos e individualmente seus resultados seriam negativos. No caso de somente um fazendeiro escolher a alternativa de “elevado volume”, este sozinho não poderia afetar os preços praticados e teria um resultado muito superior aos outros fazendeiros.

A mesma lógica aplicada no exemplo anterior pode ser aplicada a indústria de E&P de petróleo e gás natural. Willigers et al. (2009) detalha um exemplo onde dois países necessitam decidir sobre as opções “baixo nível de produção” e “elevado nível de produção”, sendo que se ambos escolherem elevados níveis, os preços consequentemente serão muito baixos. E que se somente um deles decidir pelo elevado nível, terá uma recompensa maior que o outro. Outro exemplo deste jogo clássico é o dilema do comércio internacional, onde existe uma grande dificuldade enfrentada de assumir compromissos efetivos quando se tenta reduzir o protecionismo entre os países (FIANI, 2015).

2.2.4.4 Jogo da Galinha (*Chicken Game*)

Este jogo clássico foi espelhado em um filme antigo de 1955 do ator James Dean, chamado *Rebeldes sem Causa*, onde dois motoristas adolescentes dirigem em alta velocidade um em direção ao outro para ver quem se acovarda e desvia primeiro (BINMORE, 2007). Este jogo representa uma modalidade perigosa de competição destrutiva e também foi retratada no filme *Footloose* de 1984 (FIANI, 2015). O objetivo do jogo é identificar o “mais covarde” dos jogadores sendo o que desvia primeiro, este apelidado de galinha (*Chicken*). Se ambos desviam ao mesmo tempo, ninguém perde o jogo; porém se ambos não desviam sofrem um grave acidente (FIANI, 2015).

Figura 11 - Jogo Clássico da Galinha (*Chicken Game*)

Jogador 1	Jogador 2	
	Desvia	Não Desvia
Desvia	2, 2	0, 3
Não Desvia	3, 0	-1, -1

Fonte: Binmore (2007)

Um exemplo deste jogo clássico também pode ser visto no problema do Pombo-Falcão (*Dove-Hawk*). Osborne e Rubinstein (1994) e Binmore (2007) detalham que este jogo consiste em dois animais da mesma espécie que estão disputando um recurso limitado como uma presa, onde

cada um pode se comportar como um falcão (agressivo) ou pombo (passivo). Se ambos se comportarem como pombo, ambos dividirão a presa e receberão um resultado moderado de acordo com seus esforços. Porém, se ambos se comportarem como falcão, ambos vão se desgastar, brigar pela presa e sofrer vários danos. Se somente um dos animais se comportar como falcão (agressivo) irá ficar com a presa praticamente inteira para si.

Figura 12 - Jogo Clássico do Pombo-Falcão (*Dove-Hawk*)

Animal 1	Animal 2	
	Falcão	Pombo
Falcão	0, 0	4, 1
Pombo	1, 4	3, 3

Fonte: Osborne e Rubinstein (1994)

Segundo Fiani (2015), outros exemplos deste jogo clássico são: (i) dilema enfrentado por URSS e EUA durante a Guerra Fria para evitar uma guerra mundial, onde a melhor estratégia é evitar o conflito e não iniciar uma guerra nuclear com consequências negativas para ambos países e para o mundo; (ii) campanhas publicitárias, onde as empresas devem decidir se adotam ou evitam campanhas agressivas, onde ambas tem prejuízo se adotam campanhas agressivas, porém elevados ganhos no caso de somente uma delas adotar por esta estratégia.

2.2.4.5 Caça ao Cervo (*Stag Hunt Game*)

Este jogo clássico deriva do problema do Contrato Social e a cooperação entre os homens formulado pelo filósofo Jean-Jacques Rousseau (FIANI, 2015; BINMORE, 2007), onde o melhor resultado depende da cooperação de todos os envolvidos (FIANI, 2015). O jogo demonstrativo consiste em dois homens que concordam em uma cooperação para caçar um cervo, porém durante a caçada pode ser que os homens vejam uma lebre, mudem seu acordo inicial e passem a caçar a lebre ao invés do cervo (BINMORE, 2007). A lebre é uma caçada mais fácil porém de menor valor, já que o cervo representa uma maior quantidade de carne. Se ambos se mantiverem firmes no compromisso inicial, a recompensa será possivelmente maior para ambos com a captura do cervo. Porém, se um dos jogadores buscar um resultado mais fácil e imediato decidindo caçar a lebre, aquele que se manteve fiel ao compromisso inicial será prejudicado e não poderá obter o resultado final almejado (FIANI, 2015).

Figura 13 - Jogo Clássico da Caça ao Cervo (*Stag Hunt Game*)

Caçador 1	Caçador 2	
	Cervo	Lebre
Cervo	3, 3	1, 0
Lebre	0, 1	1, 1

Fonte: Fiani (2015)

Um dos exemplos deste jogo clássico é o desafio das relações internacionais de diplomacia entre os países, onde existe uma forte tendência a buscar o melhor resultado imediato em detrimento de manter os compromissos assumidos a longo prazo (BINMORE, 2007). Outro exemplo seria em uma sociedade comercial entre dois sócios, sendo que um sócio somente se dedicaria ao sucesso do empreendimento se o outro sócio também se esforçar. De igual maneira, se a expectativa for de que um sócio não irá se esforçar, não vale a pena se esforçar além do mínimo necessário, mesmo que isso significasse um menor ganho para ambos (FIANI, 2015).

2.2.5 Aplicações conjuntas de MCDM e teoria dos jogos

É possível encontrar na literatura alguns exemplos de problemas complexos multicritério que foram modelados como jogos com auxílio da teoria dos jogos. Segundo Leoneti (2016), os métodos MCDM/A podem apresentar uma eficiência menor devido a processos mais complexos que envolvam decisões em grupo (GMCDM), ou seja, com mais de um indivíduo e em situações de risco. Nestes casos, a teoria dos jogos permite uma melhor modelagem e uma análise mais estratégica de todos os envolvidos nestas decisões em grupo. A teoria dos jogos também pode ser utilizada quando os jogadores tem preferências próprias de otimização, não estão dispostos a cooperar e dar prioridade a seus próprios objetivos (MADANI, 2010).

Soltani et al. (2015) propõem um modelo MCDM/A com uma abordagem da teoria dos jogos para auxiliar na solução do melhor método de tratamento de lixo para a cidade de Vancouver (Canadá). Este problema complexo foi modelado com a abordagem AHP (*Analytical Hierarch Process*) com auxílio de duas técnicas usualmente utilizadas para avaliar o impacto ambiental de diversos materiais, serviços e processos: (i) *Life Cycle Assessment* (LCA), identificar e quantificar os *inputs* e *outputs* segundo o impacto ambiental, sem considerar os impactos econômicos e sociais; (ii) *Life Cycle Costing* (LCC), incorporar os custos econômicos e sociais em todos os estágios da vida útil de um produto/serviço. A partir destes resultados, os autores propõem uma nova metodologia baseada na teoria dos jogos para modelar matematicamente os possíveis conflitos entre os dois jogadores envolvidos neste problema, as indústrias de tratamento de lixo e o município de Vancouver, e encontrar uma solução mais adequada.

Madani e Lund (2011) sugerem a modelagem de um problema MCDM como um jogo não-cooperativo com o uso da abordagem da teoria dos jogos Monte-Carlo (MTGT). Este problema complexo se refere a análise da exploração de água no delta Sacramento-San Joaquin, sendo este a maior fonte de água do Estado da Califórnia (USA). A abordagem das simulações de Monte-Carlo foram utilizada para lidar com diversas incertezas presentes na performance das quatro alternativas consideradas: (i) continuar com bombeio direto de água normalmente; (ii) construir um canal para circulação de água no delta; (iii) utilizar um sistema *dual* com bombeio direto; (iv) interromper a utilização de água do delta. Foram selecionados dois jogadores com objetivos bastante distintos, os exportadores de água e os ambientalistas, indicando que a solução mais adequada seria o sistema *dual* com bombeio direto.

Thompson et al. (2016) utilizam a teoria dos jogos como ferramenta para tomada de decisão na alocação de recursos em plantas de tratamento na bacia hidrográfica do Lago Mandala (Egito). O problema é modelado através das equações da metodologia do *Material Flow Analysis* (MFA) em conjunto com a teoria dos jogos e Equilíbrio de Nash para avaliação dos cenários possíveis de maneira estratégica. Os resultados encontrados indicam que o uso da teoria dos jogos auxilia na avaliação de diversas situações simultaneamente e na identificação de possíveis imprevistos no processo de tomada de decisão. Este problema, assim como outros de alocação de recursos, tendem a ser mais bem analisados quando outros importantes aspectos são incorporados ao modelo, além dos critérios econômicos, já normalmente considerados.

Madani (2010) revisa a aplicação da teoria dos jogos em problemas complexos de gerenciamento de recursos hídricos para resolução de conflitos através de jogos clássicos não-cooperativos. O intuito do estudo é demonstrar a estrutura dinâmica destas interações entre as diferentes envolvidas e a importância de considerar a teoria dos jogos na resolução destes conflitos. O primeiro jogo corresponde a utilização de um aquífero subterrâneo por dois fazendeiros que leva ao jogo clássico do Dilema do Prisioneiro. Este exemplo se aplica a vários outros problemas de gerenciamento de recurso natural. O segundo exemplo apresenta o conflito entre Irã e Afeganistão sobre o Rio Helmand, onde os dois países poderiam ter benefícios na divisão dos custos, assim como o jogo da galinha (*Chicken Game*). O terceiro exemplo cita o caso de dois países que dividem um lago, onde cada um tem um rio que desagua neste lago. Neste último caso, somente a cooperação entre ambos países pode garantir a sobrevivência do ecossistema do lago, assim como o jogo da caça ao cervo (*Stag Hunt Game*).

Zolfani e Banihashemi (2014) apresentaram um estudo de gerenciamento de recursos humanos com o uso de MCDM e teoria dos jogos. O método MCDM utilizado foi o *Step-Wise Weight Assessment Ratio Analysis* (SWARA) que é caracterizado como um método orientado por especialistas calculando a importância relativa dos critérios e pesos baseados nos conhecimentos e experiência implícitos. O problema complexo envolve a escolha de um novo CEO pelo Conselho de Administração para uma determinada empresa. Os resultados encontrados mostram seu respectivo auxílio na seleção dos critérios e pesos relativos para o sucesso do processo de seleção de recursos humanos. Zolfani et al. (2015) também apresenta a utilização de uma abordagem híbrida das metodologias SWARA/WASPAS²² e o Equilíbrio de Nash para avaliação e seleção de fornecedores em cadeias de suprimentos no Irã.

Mulliner et al. (2013) desenvolveram uma metodologia de MCDM/A para a escolha acessível e sustentável de residências na cidade de Liverpool (UK) levando-se em conta um leque de critérios econômicos, ambientais e sociais. O método multicritério utilizado foi o *Complex Proportional Assessment* (COPRAS) devido a transparência, simplicidade na aplicação, lidar com variáveis de entrada quantitativas e qualitativas e possibilidade de contar com critérios positivos (maximização) e negativos (minimização). Os critérios e os pesos foram selecionados segundo uma pesquisa bibliográfica e entrevistas semiestruturadas com diversos especialistas e as alternativas de áreas residenciais foram selecionadas por motivos de comparação para formatação da matriz de decisão final. Uma das conclusões do estudo é que a avaliação das áreas residenciais deve levar em conta não somente variáveis econômicas como preço ou aluguel, mas sim outras variáveis qualitativas como: presença de boas escolas, hospitais e creches, níveis de criminalidade e disponibilidade de parques e áreas verdes.

O método proposto por Leoneti (2016) visa mesclar uma abordagem multicritério da Função de Utilidade (UF) com a teoria dos jogos e técnicas de busca de soluções de equilíbrio. Este método consiste na utilização da Função de Utilidade (UF) para modelar problemas complexos de decisões em grupos como jogos de negociação, considerando as preferências dos agentes envolvidos nesta decisão em grupo em particular e encontrando as possíveis soluções de equilíbrio. O método proposto por Leoneti (2016) pode ser resumido em quatro etapas: (i) identificação dos critérios específicos de cada jogador nos aspectos financeiros, técnicos, sociais como colunas e as possíveis alternativas como linhas, gerando a matriz de decisão; (ii) cálculo das preferências utilizando uma Função de Utilidade (UF), que detalha a importância

²² WASPAS (*Weighted Aggregate Sum Product Assessment*) é uma nova e inovadora metodologia de MCDM que combina os métodos WSM (*Weighted Sum Model*) e WPM (*Weighted Product Model*) (ZOLFANI et al., 2015).

relativa de suas escolhas e utiliza um valor numérico para determinar as semelhanças existentes entre as alternativas; (iii) geração das tabelas de pagamento (*payoff*) de acordo com os valores calculados pela Função de Utilidade (UF); (iv) geração dos resultados da função de pagamento dos jogadores envolvidos e seus respectivos pesos ponderados (WVs) como base para o uso da Teoria de Jogos e o equilíbrio de Nash entre as alternativas possíveis.

De acordo com Leoneti (2016), se destacam como principais vantagens e benefícios da utilização do método: (i) resolução de um problema multicritério onde os jogadores não precisem, necessariamente, estarem dispostos a tomar uma decisão colaborativa; (ii) consideração de vários critérios e tomadores de decisão, sem agregação de preferências; (iii) permitir a consideração de comportamentos estratégicos, verificação e avaliação de vários cenários. Já como desvantagens pode-se citar as limitações da função de comparação par-a-par $\varphi(x, y)$, utilizada como passo intermediário para a proposição da Função Utilidade (UF).

2.2.6 Aplicação de MCDM e teoria dos jogos em E&P de petróleo e gás

Willigers et al. (2009) comentam que os métodos MCDM e a teoria dos jogos vêm sendo utilizados para auxiliar nos processos de decisão da indústria de E&P, além também de decisões relacionadas as cadeias de suprimento, políticas de seguros, investimentos corporativos, otimização de garantias e outros. A aceitação e aplicação de métodos multicritérios e teoria dos jogos têm melhorado a tomada de decisões na indústria de E&P, por ser caracterizada pelo uso intenso de parcerias entre empresas e governos, além de uma forte regulação governamental, características onde a teoria dos jogos auxilia em um modelo dinâmico de interações entre os vários agentes envolvidos (WILLIGERS et al., 2009).

Castillo e Dorao (2012) utilizam uma abordagem multicritério baseada em um algoritmo genérico (*Generic Algorithm*) para otimizar os resultados de uma função de custos no projeto de instalações de *Liquefied Natural Gas* (LNG) com uma modelagem baseada na teoria dos jogos. As instalações de LNG são conhecidas pelo seu elevado investimento inicial e elevado consumo de energia (elevados custos operacionais); portanto, um estudo aprofundado é necessário para garantir a viabilidade econômica dos projetos. Os resultados encontrados confirmam que as variáveis externas de mercado apresentam um papel central na tomada de decisões.

Gomes et al. (2010), Gomes et al. (2009) e Gomes et al. (2014) propõem a utilização de métodos MCDM/A para apoiar a tomada de decisão das alternativas de investimento para a exploração

e produção de gás natural do campo de Mexilhão, localizado na Bacia de Santos, englobando a critérios não-financeiros como estabilidade político-econômica, ambiente regulatório, oferta e demanda, dentre outros. Gomes et al. (2010) buscaram utilizar uma abordagem inovadora utilizando dois métodos MCDM/A em conjunto, a saber: (i) TODIM (Tomada de Decisão Interativa e Multicritério)²³; (ii) THOR (Algoritmo Híbrido de Apoio Multicritério). O propósito deste estudo era gerar uma comparação mais consistente das alternativas, permitindo uma melhor análise dos cenários e, conseqüentemente, melhor ranqueamento das opções disponíveis. Gomes et al. (2014) realiza um estudo sobre as alternativas de investimento para a exploração e produção de gás natural do campo de Mexilhão e compara os resultados entre dois métodos, o TODIM clássico e o TODIM Choquet-extendido, demonstrando que as resoluções apresentadas de ambos métodos são soluções iguais estatisticamente.

Virine e Murphy (2007) apresentam um estudo com métodos de MCDM/A para auxiliar na escolha de projetos de exploração de petróleo e gás natural. Os três métodos multicritério utilizados foram: MAUT, SMART e AHP. O principal objetivo foi incorporar no modelo alguns critérios não-monetários, tais como: segurança da população, preservação do meio ambiente e relações públicas em geral, além dos critérios financeiros já usualmente considerados, como VPL (Valor Presente Líquido) e TIR (Taxa Interna de Retorno). As alternativas escolhidas têm como base um portfólio real de investimentos no Canadá (região ocidental), a saber: 1) grande campo de gás natural perto de uma grande cidade com elevada possibilidade de poços com produção de gases contaminantes (*sour gas wells*)²⁴; 2) grande campo de gás natural sem produção de gases contaminantes (*sweet gas wells*) em uma área ambientalmente sensível, com elevada população de animais silvestres; 3) pequeno campo de gás natural em uma área remota porém com elevadas incertezas quanto ao potencial de produção. Depois das análises realizadas foi possível comparar os resultados encontrados, onde as alternativas (2) e (3) foram as melhores com pequenas diferenças de acordo com uma análise de sensibilidade.

Willigers et al. (2009) descrevem um estudo com a utilização de um procedimento baseado em teoria dos jogos para modelagem de decisão em grupos em projetos de E&P. Neste caso, os

²³ O TODIM é um método de tomada de decisão multicritério (MCDM/A) que utiliza uma medida global de valor calculável baseado em uma função de ganho ou perda da Teoria dos Prospectos, levando-se em conta como as pessoas tomam suas decisões frente ao risco (GOMES; RANGEL, 2009).

²⁴ *Sour Gas Wells* ("Poços de Gás Azedo") é a denominação dada aos campos de exploração de gás natural que contêm contaminantes em sua composição, sendo tóxicos aos seres humanos além de provocar problemas de corrosão em equipamentos e instalações, dentre os quais se destacam o Ácido Sulfídrico (H₂S) e o Dióxido de Carbono (CO₂) (MORAIS, 2013). Da mesma maneira, a denominação *Sweet Gas Wells* ("Poços de Gás Doce") representa aos campos de gás natural sem contaminantes significativos em sua composição.

grupos são constituídos por três empresas que separadamente desenvolvem projetos de E&P em três reservatórios diferentes, porém próximos entre si. Estas empresas investigam a possibilidade de combinar esforços na instalação de equipamentos e facilidades de produção e transporte e o lugar mais adequado para estas facilidades. A teoria dos jogos auxilia no entendimento das interações entre os envolvidos visando o melhor retorno possível, especialmente em investimentos conjuntos da indústria de petróleo e gás, caracterizados por elevadas incertezas e riscos geológicos.

Castillo e Dorao (2013) apresentam um modelo de tomada de decisões para o desenho e avaliação de projetos relacionados ao desenho de instalações de petróleo e gás natural. Esta abordagem proposta busca resolver um problema complexo com vários níveis e objetivos distintos através de uma modelagem integrada baseada na teoria dos jogos. O projeto analisado foi o desenho de um equipamento pressurizado com o objetivo de balancear e otimizar as variáveis de volume, peso e custo total. O modelo incorpora uma variável adicional relacionada a riscos/oportunidades derivados de fatores externos de mercado, tais como: número de fornecedores possíveis, multas devido a atrasos, fatores tecnológicos e institucionais e risco geopolítico associado ao projeto. O principal objetivo é a geração de modelos integrados com resultados mais realísticos com a inclusão de fatores externos, porém a inclusão de fatores externos também adiciona mais incertezas e subjetividade ao modelo.

Willigers e Hausken (2013) sugerem um método baseado na teoria dos jogos para avaliar os impactos das mudanças de regime regulatório da indústria de petróleo e gás natural no Reino Unido. O Reino Unido controla uma parte considerável dos campos maduros²⁵ da região conhecida como Mar do Norte. Em 2011, foi aprovada uma nova regulação aumentando os tributos cobrados às empresas produtoras que gerou inicialmente um impacto financeiro e possivelmente uma instabilidade jurídica com o temor de novas mudanças no futuro, principalmente relacionadas aos custos de abandono destes campos maduros. O estudo apresenta indícios de que o aumento dos impostos não representa uma grandes diferença no aspecto econômico, porém diminui a confiança dos investidores na estabilidade do regime regulatório, principalmente com o temor de novas mudanças no futuro.

²⁵ O Mar do norte é considerada uma região de campos maduros já que, depois que o pico de produção foi atingido em torno do ano de 2002, os níveis de produção vêm caindo ao longo dos anos e um crescente número de poços estão chegando ao fim de sua vida útil (WILLIGERS; HAUSKEN, 2013).

Lopes e Almeida (2013) utilizaram uma abordagem MCDM/A com procedimento determinístico para analisar um portfólio de projeto de E&P da Petrobras. O gerenciamento de um portfólio envolve selecionar um ou mais projetos dentre diversas opções possíveis o que normalmente requer de um procedimento de priorização para posterior alocação de recursos. A abordagem MCDM/A utilizada foi a *Multi-Attribute Additive Model* com a incorporação dos seis critérios: (i) retorno financeiro estimado (*Net Present Value* ou NPV); (ii) probabilidade de sucesso; (iii) custo de um poço seco (*Dry Hole Cost* ou DHC); (iv) volume estimado do reservatório; (v) potencial de sinergia com outros projetos; (vi) critério qualitativo da influência de fatores externos. A análise realizada em trinta projetos de E&P da Petrobras mostra que o método pode auxiliar no entendimento dos projetos e melhorar a confiança dos decisores em processos de gerenciamento de *portfolios*. Ramirez-Cendrero e Paz (2017) argumentam que a análise criteriosa do portfólio de investimentos de projetos de E&P por parte das empresas é ainda mais importante e significativa em períodos de baixo preço internacional do petróleo.

Esmaeili et al. (2015) aplica um modelo de resolução de conflitos entre Irã e seus vizinhos, Catar e Iraque, sobre recursos de petróleo e gás natural em regiões de fronteira. Estes países foram modelados e analisados de acordo com três jogos clássicos: (i) dilema do prisioneiro, busca caracterizar o dilema enfrentado atualmente por Irã e Catar em um campo *offshore* de gás natural com foco na velocidade de extração; (ii) jogo da galinha (*chicken game*), neste jogo Irã e Iraque enfrentam um dilema na exploração do campo petrolífero de Fakka, com foco em ameaças militares aliado ao histórico de guerra na região; (iii) caça ao cervo (*stag hunt game*), também conhecido como dilema da “confiança”, este jogo busca modelar o conflito entre Irã e Iraque em diversos campos petrolíferos situados em suas fronteiras, onde o desenvolvimento simultâneo poderia trazer benefícios no longo prazo para ambos. Os resultados demonstrados através da teoria dos jogos e das técnicas de soluções de equilíbrio são que os países podem adotar estratégias mais racionalizadas para a exploração de recursos em regiões de fronteira.

Schitka (2014) propôs um estudo a partir de um quadro conceitual com a abordagem da teoria dos jogos para analisar as motivações dos negociadores em acordos de unitização de petróleo e gás. A unitização se refere a oportunidade de cooperação entre proprietários e empresas vizinhos para desenvolver conjuntamente o reservatório, possibilitando uma maior eficiência no desenvolvimento das reservas em parcerias do que o investimento de somente uma empresa. Basicamente dois jogos clássicos foram utilizados neste estudo: (i) dilema do prisioneiro, demonstrando certa falha na regra de captura e a necessidade de unitização compulsória; (ii) batalha dos sexos, indicando que os acordos de unitização são de difíceis de negociação, já que

não existe uma estratégia dominante. A análise dos dois jogos foi capaz de fornecer o diagnóstico, porém não o remédio. O estudo indica que para resolver o conflito apresentado nas negociações de unitização, os negociadores devem procurar um conjunto de estratégias tanto cooperativas quanto competitivas de barganha.

Yang et al. (2013) utilizaram o AHP em conjunto com uma abordagem de teoria dos jogos para auxiliar na resolução de conflitos no gerenciamento do meio ambiente, principalmente em projetos de E&P de petróleo e gás *offshore*. A tomada de decisões ambientais nos projetos *offshore* é geralmente um processo complicado devido a objetivos e critérios conflitantes, dados imprecisos e interdependência entre grupos dos decisores. A teoria dos jogos busca modelar a tomada de decisões por diferentes jogadores com preferências conflitantes, a saber: (i) empresas operadoras, geralmente são orientados para os custos (*cost-oriented*); (ii) empresas reguladoras, usualmente dão prioridade a questões ambientais; (iii) empresas de instalações *offshore*, normalmente mais preocupados com a viabilidade técnica dos projetos. A abordagem proposta foi demonstrada a partir de um estudo de caso hipotético sobre a seleção do cenário de gerenciamento de resíduos de perfuração *offshore*, encontrando que diversas soluções podem ser propostas e devem ser analisadas de acordo com a ótica de cada um dos jogadores.

Todavia, nenhum estudo apresentou uma comparação entre os principais regimes regulatórios para a E&P de óleo e gás a partir de uma análise dos principais critérios e incluindo a preferência de diferentes jogadores para sua avaliação.

3 METODOLOGIA

O problema complexo em questão foi definido em como encontrar uma alternativa mais adequada a todos os setores envolvidos no mercado brasileiro de E&P de petróleo e gás. O procedimento a ser seguido para a modelagem e a resolução deste problema complexo está sintetizado na figura 14 a seguir. De acordo com Almeida et al. (2015), o procedimento de modelagem e resolução de um problema multicritério complexo divide-se em três fases: (i) fase preliminar; (ii) fase intermediária de escolha do modelo e do método; (iii) fase final.

Figura 14 - Procedimento para resolução de um problema multicritério

Fonte: Adaptado de Almeida et al. (2015)

3.1 Fase Preliminar

O processo de modelagem começa na fase preliminar, também chamada de fase de modelagem do problema. O ponto crucial para a modelagem de um problema complexo é perguntar e questionar o máximo possível a todos os jogadores e outros envolvidos na estruturação do problema (BAKER et al., 2001). A modelagem é um processo criativo e elucidativo que envolve intuição e ações específicas, além de dinâmico, já que vai se adaptando com o decorrer do procedimento de resolução (ALMEIDA et al., 2015).

O primeiro passo da fase preliminar é conhecer os jogadores ou agente envolvidos neste problema complexo. A caracterização destes jogadores será mais bem detalhada nas seções seguintes, já que em cada caso de aplicação prático aplicado serão considerados diferentes setores e agentes. A definição dos objetivos específicos e o estabelecimento dos critérios de avaliação serão melhor discutidos durante a aplicação prática na seção de resultados e discussões. Segundo Clemen e Reilly (2013), os critérios de avaliação devem atender a

propriedade da interdependência preferencial mútua, sendo que um determinado critério X é caracterizado como independente de um critério Y, se as preferências por resultados específicos de X não dependem do nível de preferência de Y. Em outras palavras, as mudanças de julgamento em um determinado critério X não acarretam em modificações nas preferências identificadas em Y.

O quarto passo do procedimento visa estabelecer os regimes regulatórios disponíveis atualmente como as ações ou alternativas possíveis a serem aplicadas. Neste caso, para todas as aplicações práticas serão utilizadas as mesmas quatro alternativas, representadas pelos regimes regulatórios: (i) concessão; (ii) partilha de produção; (iii) contrato de serviços; (iv) *joint-venture*. A escolha do regime de cada país busca encontrar a correta divisão da renda petrolífera gerada, impactando enormemente na atratividade dos projetos de E&P (JOHNSTON, 1994). Os regimes são definidos como as “regras de relacionamento” e o arcabouço legal-regulatório existente entre os governos e as empresas (BAIN; TOZZINI, 2009).

3.2 Fase Intermediária

A segunda fase do procedimento começa com a escolha do modelo a ser utilizado, que neste caso será o método proposto por Leoneti (2016). Este método consiste na utilização de uma abordagem multicritério da função de utilidade (UF) em conjunto com a teoria dos jogos para modelar problemas complexos em grupos como jogos, sendo possível dividi-lo em quatro etapas principais: (i) identificação dos critérios ou atributos específicos do jogo como colunas e as alternativas possíveis como linhas, gerando a matriz de decisão; (ii) cálculo das projeções escalares, alternativa ideal e da função de utilidade (UF) para os jogadores envolvidos; (iii) geração da matriz de pagamento (*payoff*) de acordo com os valores calculados pela função de utilidade (UF); (iv) incorporação dos pesos relativos ponderados de cada jogador para a geração da matriz de pagamento (*payoff*) e utilização da Teoria de Jogos para buscar entender estrategicamente aos jogadores e encontrar as soluções de equilíbrio.

3.2.1 Primeira etapa: Geração da Matriz de Decisão

Primeiramente deve-se definir os componentes do jogo estratégico em questão como: $(N, A, \succeq_i, c)$, onde N é conjunto de jogadores, A é o conjunto de m alternativas possíveis, c é o conjunto de critérios selecionados e $\succeq_i$ é o conjunto de preferências de cada um dos jogadores i . Para elucidação do método se propõe um jogo com três estratégias definidas, a saber: (i) Estratégia I (manter a alternativa inicial quando outras são oferecidas por outro jogador); (ii)

Estratégia II (mudar a alternativa inicial pela outra oferecida por outro jogador); (iii) Estratégia III (mudar a alternativa inicial por outra diferente da oferecida pelo outro jogador). De acordo com estes componentes chega-se a seguinte função $\pi: \mathfrak{R}_+^{c \times n} \rightarrow [0, 1]$, representação numérica do conjunto de preferências $\succeq_i$, que estima o pagamento de cada uma das estratégias adotadas pelos jogadores N , conforme os critérios c selecionados. Na figura 15, pode-se observar um diagrama esquemático das possíveis interações estratégicas entre os jogadores.

Figura 15 - Diagrama das possíveis interações estratégicas entre os jogadores

A escolha dos critérios e alternativas possíveis deve satisfazer algumas condições, a saber: (i) critérios são sempre de maior benefício, ou seja, quanto maior o valor numérico do critério maior sua preferência entre relação aos demais; (ii) independência entre os critérios para garantir sua ortogonalidade em um espaço euclidiano. Portanto, cada alternativa possível deve ser associada numericamente com seu possível resultado, que indicará as consequências e o desempenho de acordo com os critérios de avaliação estabelecidos, gerando finalmente a matriz de decisão, que pode ser visualizado na figura 16 a seguir.

Figura 16 - Exemplo de Matriz de Decisão para um problema multicritério

3.2.2 Segunda etapa: Cálculo da Função de Utilidade (UF)

Antes de se calcular a função de utilidade, se realizará um passo intermediário chamado de *Pairwise Comparison Function* ou Função de Comparação Emparelhada (PCF). O PCF tem como principal objetivo estimar a avaliação subjetiva dos decisores (DMs), mantendo as condições de racionalidade e tendo como principal função medir o nível de “satisfação” dos jogadores (LEONETI, 2016). O conceito de PCF é utilizado para determinar os pagamentos estimados de acordo com todas as diferentes estratégias dos jogadores. Segundo Almeida et al. (2015), a função PCF é também bastante utilizada em outros métodos MCDM/A como uma forma de explorar a relação de comparação e classificação entre os pares de alternativas.

O método utiliza a PCF através de dois componentes: (i) um componente relativo, calculado a partir da projeção de uma alternativa sobre a outra; (ii) uma componente direta, baseada no ângulo formado entre as alternativas. O componente relativo é calculado utilizando-se a projeção escalar (1) de uma alternativa sobre a Norma da outra. É possível calcular a projeção escalar através da fórmula (1) a seguir.

$$\alpha_{xy} = \|x\| \cos \theta_{xy} \quad (1)$$

A projeção escalar representa a comparação entre o valor relativo de A1 em relação a A2, considerando a base $\|A2\|$ segundo a representação no gráfico da fórmula $\frac{\alpha_{A1A2}}{\|A2\|}$. O segundo item definido anteriormente como componente direto representa o ângulo θ_{xy} entre as alternativas consideradas. A principal finalidade deste componente é medir relativamente a alternativa A1 em relação a A2. Por exemplo, se o ângulo entre as alternativas for zero ($\theta = 0^\circ$) tem-se que as alternativas têm exatamente a mesma direção ($\cos 0^\circ = 1$). A partir dos dois componentes: (i) relativo, projeção escalar entre as alternativas); (ii) direto, ângulo entre as alternativas, pode-se calcular o PCF, representado por $\varphi_{(x,y)}$, segundo a fórmula (2) a seguir.

$$\varphi_{(x,y)} = \left[\frac{\alpha_{xy}}{\|y\|} \right]^\delta \cdot \cos \theta_{xy}, \text{ onde: } \delta = \begin{cases} 1, & \text{se } \alpha_{xy} \leq \|y\| \\ -1, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (2)$$

A partir da fórmula (2) pode-se detalhar que: i) $\cos \theta_{xy}$ é o ângulo entre as duas alternativas e $\|y\|$ é a Norma de y calculada segundo a fórmula $\|y\| = \sqrt{y_1^2 + y_2^2 + \dots + y_n^2}$. Já o item δ foi incorporado a fórmula como um valor condicional de -1 ou 1 de acordo com o valor encontrado pela projeção escalar $\frac{\alpha_{xy}}{\|y\|}$. Em termos matemáticos pode-se notar que o valor do PCF $\varphi_{(x,y)}$

assume valores entre zero e 1 ($0 \leq \varphi_{(x,y)} \leq 1$), onde quão mais próximo de 1 estiver o resultado, mais semelhantes são as alternativas.

Para realizar uma melhor comparação entre as alternativas se utiliza o conceito da Alternativa Ideal (IA), que nada mais é do que o maior valor de cada critério dentre todas as alternativas. A Alternativa Ideal é incorporada na modelagem para o cálculo da projeção escalar entre todas as alternativas em relação a IA e utilizada para adequar o valor do PCF, buscando um coeficiente de ajuste na função de utilidade (UF) entre alternativas possíveis. Este coeficiente de ajuste é conhecido na literatura como *Adjusted Pairwise Comparison Function* ou Função de Comparação Emparelhada Ajustada (APCF). Antes de se calcular a este coeficiente de ajuste, é necessário primeiramente seguir as fórmulas (3) e (4).

$$\alpha_{xIA} = \|x\| \cos \theta_{xIA} \quad (3)$$

$$\varphi_{(x,IA)} = \left(\frac{\alpha_{xIA}}{\|IA\|} \right) \cdot \cos \theta_{xIA} \quad (4)$$

Nota-se que na fórmula (4) já não está presente o valor condicional δ já que o valor da Norma de IA ($\|IA\|$) será sempre maior que a projeção escalar formada entre qualquer alternativa e IA (α_{xIA}). Posteriormente, a fórmula (5) calcula o coeficiente de ajuste do novo valor do PCF ($\varphi'_{(x,y)}$), já considerando o coeficiente de ajuste APCF.

$$\varphi'_{(x,y)} = \varphi_{(x,y)} \cdot \varphi_{(y,IA)} \quad (5)$$

A incorporação do IA e do APCF garante o ajuste adequado para que os benefícios das alternativas possíveis sejam sempre os melhores possíveis. A partir dos novos valores do PCF pode-se obter a função de utilidade (UF). A função de utilidade (UF) representa a combinação dos valores do PCF ajustados, segundo a incorporação do IA e do ajuste (APCF), no modelo entre as possíveis alternativas consideradas, de acordo com o número de jogadores (n). Quanto maior o número de jogadores (n), maior será o conjunto de ações disponíveis para se encontrar a função de utilidade (UF) representada na fórmula (6) a seguir.

$$\pi(x, y_i) = \varphi'_{(x,IA)} \cdot \prod_{i=1}^{n-1} \varphi'_{(x,y_i)} \quad (6)$$

Esta formula representa a função de utilidade proposta para o jogo estratégico em questão ($N, A, \succeq_i, c$). Este jogo estratégico define o pagamento (*payoff*) de um determinado jogador segundo a estratégia adotada (I), (II) e (III) para uma dada alternativa x quando trocada por

outra y , proposta por outro jogador. Em outras palavras, a matriz de pagamento gerada a partir da função de utilidade (UF) corresponde a recompensa de cada estratégia que pode ser adotada na negociação dos jogadores. Generalizando-se a fórmula (6) da função de utilidade (UF) para o caso de dois jogadores ($n=2$), tem-se como resultado a fórmula (7) a seguir.

$$\pi(x, y) = \varphi(x, IA) \cdot \varphi(x, y) \cdot \varphi(y, IA) \quad (7)$$

3.2.3 Terceira etapa: Cálculo da matriz de pagamento (*payoff*)

Antes de prosseguir com o procedimento do método, é importante garantir que todas as propriedades do PCF e da modelagem das preferências estejam satisfeitos. De acordo com Leoneti (2016), o método satisfaz às propriedades da modelagem das preferências, a saber: (i) assimétrico entre as alternativas; (ii) compreensivo na comparação entre qualquer par de alternativas em um espaço euclidiano; (iii) monótono para indicar que quanto maior o valor numérico, maior a preferência por esta alternativa; (iv) reflexivo, já que se as duas alternativas são iguais, então a preferência entre elas é igual. Almeida et al. (2015) também menciona que as propriedades de reflexividade, assimetria e transitividade devem ser sempre satisfeitas pelo método utilizado na modelagem das preferências.

A matriz de pagamento representa a estimativa da satisfação dos jogadores para cada possível estratégia adotada de acordo com o conjunto de ações escolhidos (LEONETI, 2016). O uso da função utilidade (UF) gera as tabelas de pagamento (*payoff*) para os jogadores segundo uma estimativa da medida de “satisfação” para todas as estratégias no conjunto de ações. As estratégias (I), (II) e (III) descritas anteriormente serão comparadas e avaliadas de acordo com os resultados encontrados na matriz de pagamento. Basicamente a matriz de pagamento representa a recompensa de um jogador quando muda a escolha da alternativa x para y , considerando que x é a escolha inicial.

3.2.4 Quarta etapa: Teoria dos jogos aplicada a decisões em grupo

Em diversos processos de decisão existe a possibilidade de existência de mais de um indivíduo ou decisores, gerando potenciais conflitos entre eles. Almeida et al. (2015) recomenda a utilização de um modelo de decisão que agregue estes indivíduos e, se possível, um processo de negociação antes de se chegar na solução final. Estes processos de decisão são comumente chamados na literatura de MCDM em grupo (ou GMCDM). Normalmente as decisões estratégicas de instituições públicas ou privadas envolvem a consideração de diversos grupos da sociedade e respectivamente diferentes interesses e prioridades, a busca pelo consenso é a

melhor maneira de evitar possíveis conflitos (BELTON; STEWART, 2002). Cada jogador ou tomador de decisão (DM) tem suas próprias preferências de acordo com seus interesses e que serão expressos e demonstrados segundo seus critérios selecionados (FIGUEIRA et al., 2005) e também através da importância relativa destes critérios condensados nos pesos ponderados (BELTON; STEWART, 2002). A ponderação relativa dos pesos (WVs) é uma característica fundamental dos problemas em grupo, pois cada indivíduo tem diferentes prioridades sobre cada um dos critérios (LEONETI, 2016).

Devido aos potenciais conflitos existentes entre os indivíduos em decisões em grupo, os métodos de MCDM tradicionais apresentam uma eficiência reduzida na modelagem do problema e escolha das preferências (LEONETI, 2016). A utilização da teoria dos jogos (GT) e o equilíbrio de Nash permitem uma maior avaliação dos conflitos existentes com mais de um indivíduo utilizando uma abordagem estratégica (LEONETI, 2016). A Teoria de Jogos busca entender como os indivíduos analisam a situação e tomam suas decisões em situações de interação estratégica em grupos com o intuito de descobrir as melhores respostas no jogo (FIANI, 2015). Porém, o fato dos indivíduos adotarem as suas melhores respostas não significa que suas decisões em grupo resultarão na melhor resposta possível (FIANI, 2015). Em outras palavras, é necessária a cooperação entre os indivíduos para discutir a situação e chegar a um consenso racional sobre o plano de ação em conjunto (NASH, 1953). Em resumo, um problema de GMCDM consiste na priorização, classificação ou seleção das preferências dos jogadores baseado no julgamento de um conjunto finito de alternativas possíveis de acordo com critérios normalmente conflitantes (HWANG; YOON, 1981).

Com a consideração de vários indivíduos nas decisões em grupo, a estrutura geral do problema multicritério sofre uma mudança bastante significativa. A matriz de decisão em grupo (GDM) incorpora os pesos ponderados (WVs) relativos a cada jogador e os jogadores (N), além dos critérios selecionados (C) e das alternativas possíveis (A). A matriz de decisão em grupo (GDM) será formada pela multiplicação das matrizes de decisão (DM) e dos pesos ponderados (WVs) dos jogadores (N), segundo a figura 17.

Figura 17 - Matriz de Decisão em Grupo (GMCDM) em um problema multicritério

Fonte: Adaptado de Leoneti (2016)

A ponderação dos pesos é fator determinante para o cálculo da matriz de pagamento (*payoff*), quando vários jogadores são considerados no problema multicritério. Para isso é necessário gerar uma nova matriz de decisão representando as diferentes prioridades ou preferências de cada um dos jogadores. Esta nova matriz deve conter a ponderação das diferentes prioridades ou preferências de acordo com os pesos utilizados para cada um dos jogadores envolvidos neste problema em grupo.

Segundo Barron e Barrett (1996), no caso de pouca informação disponível ou quando os pesos ponderados corretos não são conhecidos ou indeterminados, podem-se utilizar diversos métodos para estimar as preferências relativas dos indivíduos, a saber: (i) método *Equal Weights* ou Pesos Iguais (EW); (ii) método *Rank-Sum* ou Soma dos Rankings (RS); (iii) método *Reciprocal Ranks* ou Rankings Recíprocos (RR); (iv) método *Rank-Ordered Centroid* ou Ordenação dos Centroides dos Rankings (ROC). Segundo Roszkowska (2013), o método ROC é o que melhor minimiza os erros residuais através da identificação do centroide de todos os possíveis pesos relativos mantendo uma melhor ordem de ranqueamento. Barron e Barrett (1996) propõem que o Método ROC é o mais eficaz dentre todos por determinar o centroide dos pesos ponderados de acordo com o número de critérios e assume que os pesos estão uniformemente distribuídos de acordo com peso de sua classificação e ordenação. Roszkowska (2013) também realiza um estudo importante comparando os resultados encontrados para três métodos de ponderação de pesos (RS, RR, ROC), chegando a conclusão de que o método ROC foi o de melhor performance em termos de precisão dos resultados encontrados.

O método ROC é melhor detalhado a seguir através da fórmula (8), onde ω_i representa os valores dos pesos ponderados, n corresponde ao número de critérios e j representa a cada um destes critérios, além de satisfazer as seguintes condições de contorno: $\omega_1 \geq \omega_2 \geq \dots \geq \omega_n$ e $\omega_1 + \omega_2 + \dots + \omega_n = 1$.

$$\omega_i(ROC) = \frac{1}{n} \cdot \sum_{j=1}^n \frac{1}{j}, i = 1, 2, \dots, n \quad (8)$$

Com a matriz de decisão em grupo (GDM) e os pesos calculados com o método ROC (BARRON; BARRETT, 1996), podem-se obter as matrizes finais de pagamentos (*payoff*) para cada jogador. Estas matrizes correspondem às recompensas de cada jogador de acordo com seus interesses específicos. O método mais utilizado na busca de consenso entre jogadores em jogos não cooperativos é conhecido como equilíbrio de Nash. O método do equilíbrio de Nash começa na busca da melhor estratégia possível quando comparada às estratégias dos demais jogadores, e isso sendo verdadeiro para todos os jogadores (FIANI, 2015).

3.3 Fase Final

O último estágio do procedimento proposto por Almeida et al. (2015) consiste na avaliação das alternativas de acordo com os resultados obtidos. Cada jogador pode apresentar resultados bastante distintos de acordo com seus objetivos e critérios específicos, representados por sua matriz de pagamento final (*payoff*). Esta análise também pode levar em conta os resultados encontrados para as soluções de equilíbrio encontradas através da teoria dos jogos e do equilíbrio de Nash, além da possibilidade de utilização de outras técnicas para busca de soluções de equilíbrio.

4 EXEMPLO NUMÉRICO

Este capítulo visa descrever um exemplo ilustrativo do método proposto por Leoneti (2016). A ilustração deste método visa discutir a metodologia utilizada e os resultados encontrados em um exemplo hipotético, simples e de possível visualização em um plano cartesiano com dois eixos (x e y). É possível sintetizar ao método Leoneti (2016) em quatro etapas principais: (i) geração da matriz de decisão, sendo os critérios agrupados nas colunas e as alternativas agrupadas nas linhas; (ii) cálculo da função de utilidade (UF) através dos passos intermediários do cálculo das projeções escalares e da Alternativa Ideal; (iii) geração da matriz de pagamento (*payoff*) de acordo com a função de utilidade (UF); (iv) modelagem do problema como um jogo de negociação, incorporando os pesos relativos ponderados e as técnicas da teoria dos jogos para buscar entender estrategicamente aos jogadores e encontrar a soluções de equilíbrio.

O exemplo hipotético utilizado é representado pela matriz de decisão com quatro alternativas (A1, A2, A3 e A4) e dois critérios (C1 e C2), conforme a representação gráfica em um espaço euclidiano da figura 18.

Figura 18 - Exemplo hipotético com quatro alternativas e dois critérios

O primeiro passo para obtenção da função de utilidade corresponde ao cálculo da projeção escalar. Na figura 19, pode-se visualizar uma representação gráfica em espaço euclidiano em duas dimensões ($\mathbb{R}_2$) da projeção escalar da alternativa A1 sobre a Norma da alternativa A2, assim como o ângulo formado entre as alternativas (θ_{xy}).

Figura 19 - Exemplo hipotético da projeção escalar de duas alternativas (A1 e A2)

A projeção escalar (α_{xy}) representada na figura acima é calculada para toda alternativa em relação a uma outra alternativa, segundo fórmula (1). Posteriormente, é realizado o cálculo da função PCF (*Pairwise Comparison Function*) segundo a fórmula (2), com o uso da norma da alternativa y e da variável condicional δ (valor igual a -1 ou 1). O valor do PCF sempre assume valores entre zero e 1, sendo que quanto mais próximo de 1, maior semelhança entre as alternativas. A tabela 4 apresenta os resultados preliminares encontrados para as projeções escalares (α_{xy}) e a função PCF ($\phi_{(x,y)}$) para o caso deste exemplo hipotético.

Tabela 4 - Resultados dos valores encontrados para projeção escalar e PCF

Projeção Escalar				PCF			
$\alpha(A1,A1)$	5,39	$\alpha(A3,A1)$	2,97	$\phi(A1,A1)$	1,000	$\phi(A3,A1)$	0,455
$\alpha(A1,A2)$	4,29	$\alpha(A3,A2)$	3,60	$\phi(A1,A2)$	0,585	$\phi(A3,A2)$	0,617
$\alpha(A1,A3)$	4,44	$\alpha(A3,A3)$	3,61	$\phi(A1,A3)$	0,669	$\phi(A3,A3)$	1,000
$\alpha(A1,A4)$	4,95	$\alpha(A3,A4)$	3,54	$\phi(A1,A4)$	0,804	$\phi(A3,A4)$	0,613
$\alpha(A2,A1)$	4,64	$\alpha(A4,A1)$	5,20	$\phi(A2,A1)$	0,686	$\phi(A4,A1)$	0,888
$\alpha(A2,A2)$	5,83	$\alpha(A4,A2)$	5,49	$\phi(A2,A2)$	1,000	$\phi(A4,A2)$	0,913
$\alpha(A2,A3)$	5,82	$\alpha(A4,A3)$	5,55	$\phi(A2,A3)$	0,618	$\phi(A4,A3)$	0,637
$\alpha(A2,A4)$	5,66	$\alpha(A4,A4)$	5,66	$\phi(A2,A4)$	0,970	$\phi(A4,A4)$	1,000

O próximo passo da segunda etapa do método proposto por Leoneti (2016) é encontrar a Alternativa Ideal (*Ideal Alternative* ou IA), representada pelo maior valor de cada critério dentre todas as alternativas. A figura 20 traz uma representação gráfica no espaço euclidiano considerando todas as quatro alternativas e a Alternativa Ideal (IA).

Figura 20 - Gráfico de exemplo hipotético com a Alternativa Ideal (IA)

Utilizando-se as fórmulas apresentadas anteriormente (3), (4) e (5) pode-se chegar aos resultados descritos abaixo para os novos valores do PCF ($\phi'_{(x,y)}$), detalhados na tabela 5. É importante mencionar que a Alternativa Ideal (IA) é responsável por introduzir um coeficiente de ajuste imprescindível para a adequação do novo valor do PCF.

Tabela 5 - Resultados dos novos valores do PCF (ϕ') do exemplo hipotético

Novos Valores do PCF (ϕ')							
$\phi'(A1,A1)$	0,526	$\phi'(A2,A1)$	0,361	$\phi'(A3,A1)$	0,239	$\phi'(A4,A1)$	0,467
$\phi'(A1,A2)$	0,481	$\phi'(A2,A2)$	0,822	$\phi'(A3,A2)$	0,507	$\phi'(A4,A2)$	0,750
$\phi'(A1,A3)$	0,341	$\phi'(A2,A3)$	0,315	$\phi'(A3,A3)$	0,510	$\phi'(A4,A3)$	0,325
$\phi'(A1,A4)$	0,622	$\phi'(A2,A4)$	0,750	$\phi'(A3,A4)$	0,474	$\phi'(A4,A4)$	0,773

Os novos valores do PCF ($\phi'_{(x,y)}$) são utilizados no cálculo da função de utilidade (UF) [$\pi(x, y_i)$], segundo a fórmula (6) mencionada anteriormente, de acordo a um certo número total de jogadores (n). Para este exemplo hipotético em questão se considera o caso mais simples com somente dois jogadores (n=2). Com somente dois jogadores, pode-se utilizar a fórmula (7) simplificada e obter os seguintes resultados para a matriz de pagamentos (*payoff*), sintetizados na tabela 6.

Tabela 6 - Matriz de pagamento (*payoff*) do exemplo hipotético

Ação Inicial Jogador 1	Ação oferecida por outro jogador	$\pi_1(x,y)$
A1	A1	0,277
A2	A1	0,297
A3	A1	0,122
A4	A1	0,361
A1	A2	0,253
A2	A2	0,675
A3	A2	0,258
A4	A2	0,580
A1	A3	0,180
A2	A3	0,259
A3	A3	0,260
A4	A3	0,251
A1	A4	0,327
A2	A4	0,616
A3	A4	0,242
A4	A4	0,598

Analisando-se os resultados encontrados pode-se dizer que se alternativa inicial escolhida em questão for A4, a melhor estratégia seria manter a alternativa A4 (Estratégia I). Da mesma maneira se a escolhas iniciais forem A1, A2 ou A3, a melhor estratégia seria mudar a alternativa escolhida para A4 (Estratégias II e III). Vale destacar que a alternativa A2 apresenta também elevados valores de *payoff* em praticamente todos os cenários considerados anteriormente. Os menores valores de *payoff* foram encontrados na manutenção (I) da Alternativa A3 ou na troca de qualquer alternativa inicial para a Alternativa A3 (II e III).

Para este exemplo hipotético, se considera o caso mais simples de somente dois jogadores envolvidos neste GMCDM (P1 e P2). Segundo método ROC proposto por Barron e Barrett (1996) apresentado anteriormente, pode-se considerar uma ordem de ranqueamento quando os pesos ponderados não são conhecidos. Seguindo-se o método ROC através da fórmula (8), os pesos ponderados serão os seguintes: $\omega_1 = 0,75$ e $\omega_2 = 0,25$. A partir disso, pode-se calcular a matriz de decisão ponderada deste GMCDM considerado que nada mais é que a multiplicação da matriz de decisão (alternativas e critérios) pela matriz de pesos ponderados (WVM) de acordo com os jogadores (N). Para a utilização do método ROC se considera que o jogador P1 tem uma maior preferência pelo critério C1 ($\omega_1 = 0,75$) e uma menor preferência pelo critério C2 ($\omega_2 = 0,25$) e que as preferências do jogador P2 são opostas, sendo menor preferência para o critério C1 e maior preferência para o critério C2, segundo tabela 7.

Tabela 7 - Matriz de decisão em grupo do exemplo hipotético

Jogador P1			Jogador P2		
C1 = 0,75 e C2 = 0,25			C1 = 0,25 e C2 = 0,75		
	C1	C2		C1	C2
A1	3,75	0,50	A1	1,25	1,50
A2	2,25	1,25	A2	0,75	3,75
A3	1,50	0,75	A3	0,50	2,25
A4	3,00	1,00	A4	1,00	3,00

A partir desta nova matriz de decisão, pode-se refazer o processo de resolução para o cálculo da Matriz de Pagamento (*payoff*) para o grupo em questão. Primeiramente deve-se calcular a projeção escalar (α_{xy}) multiplicando a Norma de x ($\|x\|$) e o ângulo formado entre x e y (θ_{xy}) segundo fórmula (1), também chamado de componente relativo. A partir disso, pode-se encontrar o valor do PCF ($\varphi_{(x,y)}$) para o par de alternativas x e y considerado de acordo com a fórmula (2). O valor do PCF representa o grau de similaridade entre as alternativas consideradas mais próximo de 1 estiver o resultado, maior a semelhança. Porém o PCF precisa de um ajuste dado pelo cálculo da Alternativa Ideal (IA) e o coeficiente de ajuste (APCF), considerando as fórmulas (3), (4) e (5), para encontrar o valor do novo PCF [$\varphi'_{(x,y)}$]. A seguir, se realiza o cálculo da função de utilidade [$\pi(x, y_i)$], segundo a fórmula (6) para o caso de N jogadores ou fórmula (7) generalizada para o caso de dois jogadores, gerando a matriz de pagamento (*payoff*) dos dois jogadores considerados (P1 e P2), conforme representado na tabela 8 e na figura 21.

Tabela 8 - Matriz de pagamento (*payoff*) do exemplo hipotético dos jogadores P1 e P2

Jogador P1					Jogador P2				
	A1	A2	A3	A4		A1	A2	A3	A4
A1	0,806	0,342	0,152	0,596	A1	0,163	0,208	0,209	0,212
A2	0,395	0,374	0,170	0,410	A2	0,161	0,807	0,331	0,620
A3	0,170	0,170	0,155	0,176	A3	0,165	0,331	0,263	0,336
A4	0,617	0,403	0,173	0,618	A4	0,184	0,625	0,333	0,630

Figura 21 - Gráfico da matriz de pagamento (*payoff*) do exemplo hipotético

Pode-se notar que os resultados encontrados para cada um dos jogadores é bastante distinto. O jogador P1 tem a maior recompensa na escolha e manutenção da alternativa A1 quando se oferece a mudança a qualquer outra alternativa (Estratégia I). Diferentemente, o jogador P2 tem a maior recompensa na escolha e manutenção da alternativa A2 (Estratégia I). Neste caso para encontrar a alternativa que chegue a um consenso entre os jogadores, é necessário recorrer a outros métodos de resolução.

A figura 22 apresenta as matrizes de pagamento (*payoff*) dos dois jogadores (P1 e P2) de maneira consolidada. O método do equilíbrio de Nash foi aplicado como a técnica de busca de soluções de equilíbrio com o intuito de encontrar as melhores alternativas de consenso para ambos jogadores envolvidos neste jogo. As células em vermelho sinalizam as estratégias consideradas como equilíbrio de Nash para cada conjunto de alternativas consideradas.

Figura 22 - Método do equilíbrio de Nash aplicado na matriz de pagamento

		Jogador P2															
		A1	A2	A3	A4	A1	A2	A3	A4	A1	A2	A3	A4	A1	A2	A3	A4
		A1	A1	A1	A1	A2	A2	A2	A2	A3	A3	A3	A3	A4	A4	A4	A4
Jogador P1	A1	A1	0,81	0,16	0,81	0,21	0,81	0,21	0,81	0,21	0,81	0,16	0,81	0,18	0,81	0,63	0,81
	A2	A1	0,34	0,16	0,34	0,21	0,34	0,21	0,34	0,21	0,34	0,16	0,34	0,18	0,34	0,63	0,34
	A3	A1	0,15	0,16	0,15	0,21	0,15	0,21	0,15	0,21	0,15	0,16	0,15	0,18	0,15	0,63	0,15
	A4	A1	0,60	0,16	0,60	0,21	0,60	0,21	0,60	0,21	0,60	0,16	0,60	0,18	0,60	0,63	0,60
	A1	A2	0,40	0,16	0,40	0,21	0,40	0,21	0,40	0,21	0,40	0,16	0,40	0,18	0,40	0,63	0,40
	A2	A2	0,37	0,16	0,37	0,21	0,37	0,21	0,37	0,21	0,37	0,16	0,37	0,18	0,37	0,63	0,37
	A3	A2	0,17	0,16	0,17	0,21	0,17	0,21	0,17	0,21	0,17	0,16	0,17	0,18	0,17	0,63	0,17
	A4	A2	0,41	0,16	0,41	0,21	0,41	0,21	0,41	0,21	0,41	0,16	0,41	0,18	0,41	0,63	0,41
	A1	A3	0,17	0,16	0,17	0,21	0,17	0,21	0,17	0,21	0,17	0,16	0,17	0,18	0,17	0,63	0,17
	A2	A3	0,17	0,16	0,17	0,21	0,17	0,21	0,17	0,21	0,17	0,16	0,17	0,18	0,17	0,63	0,17
	A3	A3	0,15	0,16	0,15	0,21	0,15	0,21	0,15	0,21	0,15	0,16	0,15	0,18	0,15	0,63	0,15
	A4	A3	0,18	0,16	0,18	0,21	0,18	0,21	0,18	0,21	0,18	0,16	0,18	0,18	0,18	0,63	0,18
	A1	A4	0,62	0,16	0,62	0,21	0,62	0,21	0,62	0,21	0,62	0,16	0,62	0,18	0,62	0,63	0,62
	A2	A4	0,40	0,16	0,40	0,21	0,40	0,21	0,40	0,21	0,40	0,16	0,40	0,18	0,40	0,63	0,40
	A3	A4	0,17	0,16	0,17	0,21	0,17	0,21	0,17	0,21	0,17	0,16	0,17	0,18	0,17	0,63	0,17
	A4	A4	0,62	0,16	0,62	0,21	0,62	0,21	0,62	0,21	0,62	0,16	0,62	0,18	0,62	0,63	0,62

De acordo com Leoneti e de Sessa (2016), o melhor consenso para ambos jogadores pode ser definido pela média entre os pagamentos encontrados segundo a técnica do equilíbrio de Nash, que foi a alternativa A4 (0,618;0,630). Diferentemente da primeira escolha dos jogadores (P1 = Alternativa A1 e P2 = Alternativa A2), quando se aplica a técnica do equilíbrio de Nash, se chega ao melhor consenso possível para ambos os jogadores. O resultado encontrado para este exemplo hipotético recorda o fato de que os jogadores estão adotando as melhores respostas não significa, necessariamente, que suas decisões, quando tomadas em decisões de grupo, resultam sempre na melhor situação possível (FIANI, 2015).

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Existem diversos exemplos no mundo de legislações e regulações possíveis para a exploração e a produção de petróleo e gás. Primeiramente, buscou-se estabelecer um referencial bibliográfico dos regimes existentes, onde cada país, representado pelo seus governos, busca defender seus interesses específicos e fomentar o desenvolvimento tecnológico e econômico. Em cada país existe uma situação bastante particular quanto aos custos envolvidos no processo, risco exploratório, papel do Estado na exploração, pagamento de tributos e outros. A comparação dos regimes regulatórios visa entender e analisar suas principais vantagens e desvantagens aplicáveis a realidade do contexto brasileiro, com foco na obtenção das melhores alternativas possíveis para se atingir os objetivos de cada um dos setores envolvidos.

5.1 Comparação entre os regimes regulatórios

A comparação entre os regimes não é simples em virtude da natureza dinâmica das atividades de E&P de petróleo e gás natural. Qualquer pequena variação nos preços praticados, custos associados de exploração e produção, taxas de produção, riscos associados e outros, podem mudar drasticamente as condições de rentabilidade e atratividade dos projetos de E&P (ACCURSO; ALMEIDA, 2013).

De acordo com Coimbra (2013) e Bain e Tozzini (2009), os regimes de concessão e partilha de produção (PSC) são os mais utilizados pelo mundo. Mommer (1999) argumenta que as empresas exploradoras detêm uma melhor posição estratégica nos regimes de concessão do que nos regimes contratuais, através de um maior controle gerencial e operacional dos recursos petrolíferos. Outro item bastante importante é a propriedade dos recursos produzidos, já que nos sistemas contratuais (partilha, serviços e *joint-venture*), as empresas normalmente não têm o direito sobre o petróleo produzido e utilizar estes recursos como ativos em seus balanços financeiros (ROSSIAUD, 2014). Nos regimes de partilha de produção, serviços e *joint-venture*, pode-se dizer que todas as maneiras de participação dos governos locais reduzem o potencial de recompensas na exploração dos recursos (JOHNSTON, 1994), já que a propriedade dos recursos produzidos é sempre do Estado, que busca manter o controle operacional e gerencial das atividades.

No quadro 1 pode-se visualizar uma síntese das diferenças mais relevantes e significativas dentre os regimes regulatórios mais utilizados no mundo.

Quadro 1 - Resumo das principais diferenças entre os regimes regulatórios

Diferenças	Concessão	Partilha de Produção	Contrato de Serviços	Joint-venture
Propriedade dos recursos	In situ: Estado Após extraído: Empresa Exploradora	In situ: Estado Após extraído: Compartilhado de acordo com Contrato	In situ: Estado Após extraído: Estado, empresas podem receber parte como remuneração	In situ: Estado Após extraído: Compartilhado de acordo com participação
Instrumento Contratual Firmado	Contrato de Concessão	Contrato de Partilha de Produção	Contrato de Prestação de Serviços, com ou sem risco exploratório	Contrato de participação societária
Remuneração do Estado	Impostos, bônus, royalties, participações especiais	Excedente em óleo de acordo com contrato e outros tributos	Renda proveniente do hidrocarboneto produzido descontado os custos dos serviços	Renda proveniente de acordo com participação societária
Papel do Estado	Somente agente regulador das atividades realizadas	NOC: Planejamento e execução das atividades	NOC: Planejamento e execução das atividades	Planejamento e execução das atividades através da nova empresa criada
Nível de Intervenção do Estado	Nível de intervenção restrito a fiscalização e cumprimento de leis e regulações	Nível de intervenção elevado através do controle exercido pela NOC	Nível de intervenção elevado através do controle exercido pela NOC	Nível de intervenção elevado através do controle exercido pela nova empresa
Privilégio da NOC em relação às outras empresas	Não existe privilégio, todas as empresas podem participar das licitações em condições iguais	Privilégio da NOC de acordo com Partilha adotado (no Brasil, NOC é operadora e participação de no mínimo 30%)	Privilégio da NOC por ser a detentora dos direitos de exploração	Privilégio parcial por ser a detentora dos direitos de exploração
Riscos Exploratórios	100% da Empresa Exploradora	100% da Empresa Exploradora	Dependente da cláusula de risco exploratório (normalmente das empresas)	Compartilhado de acordo com participação societária

Fonte: Adaptado de Bain e Tozzini (2009); Consoli (2015); Coimbra (2013); Tolmasquin e Pinto Junior (2011); Vilani (2010); Johnston (1994); Lucchesi (2011).

Contudo, os regimes regulatórios apresentam diversos aspectos em comum, onde se podem chegar a alguns indícios semelhantes em praticamente todos os países, a saber: (i) constante evolução das regulações aplicadas ao mercado de E&P desde o início da exploração até os dias atuais; (ii) dificuldade de se estabelecer evidências da superioridade de um regime em relação ao outro; (iii) adoção cada vez mais frequente de regimes híbridos nos quais coexistem

diferentes regimes contratuais dentro de um mesmo país; (iv) incorporação de incentivos à ampliação e desenvolvimento de todas as etapas da cadeia petrolífera; (v) adoção de regimes progressivos ou regressivos de tributação (BAIN; TOZZINI, 2009; TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011; JOHNSTON, 1994).

Nakhle (2015) argumenta que mais importante do que a escolha do tipo de regime utilizado é o desenho das regulações, interações entre os instrumentos fiscais e regulatórios e itens obrigatórios impostos pelas legislações, levando em consideração fatores externos que afetem o ambiente de investimentos de maneira geral. Dentre os itens obrigatórios mais significativos se encontram as políticas de conteúdo local e requerimentos mínimos de investimentos durante as fases de E&P. Tordo et al. (2010) argumentam que praticamente todos os regimes adotados no mundo têm uma parcela de requerimento de conteúdo local, sejam produtos, serviços, mão-de-obra e outros, além de um plano básico de exploração e produção com requerimentos mínimos de investimentos.

Os países devem tomar certas decisões sobre as estruturas tributárias a serem utilizadas em seus regimes regulatórios. Alguns países optam por utilizar uma estrutura tributária conhecida como progressiva, onde a participação governamental aumenta de acordo com o aumento da taxa de retorno sobre o capital investido. Também existem outros países que adotam uma estrutura de tributação regressiva, onde a participação governamental se concentra nos royalties (impostos pagos de acordo com o faturamento) e bônus no momento de assinatura dos contratos, sendo que quanto menor a lucratividade, maior o pagamento de impostos proporcionalmente (JOHNSTON, 1994). Tordo (2007) comenta que, de maneira geral, os regimes mais eficientes são os progressivos, pois buscam dividir as rendas geradas proporcionalmente de acordo com o volume de produção, preço no mercado internacional e nível geral de investimentos realizados. Regimes progressivos permitem normalmente incrementar o nível de *government take* em projetos de elevadas rentabilidades e dar um certo alívio aos investidores em projetos de baixas rentabilidades e de campos maduros e marginais (DANIEL et al., 2008).

Nakhle (2008) comenta que sistemas regressivos baseados em volume de produção ou receitas brutas (tais como royalties) desestimulam a exploração de campos maduros, marginais ou pequenos reservatórios por parte das empresas exploradoras em virtude da menor produtividade destes campos. Os royalties são instrumentos altamente regressivos e considerados os mais simples de administrar e gerenciar por parte dos governos, sendo um dos instrumentos mais utilizados pelo mundo na captura das rendas petrolíferas (ROSSIAUD, 2014), porém são falhos

em responder adequadamente em momentos de mudanças na rentabilidade dos projetos de E&P resultado de variações do preço do petróleo no mercado e custos de produção. Johnston (1994) argumenta que sistemas regressivos concentrados em pagamento de royalties podem ser contra produtivos e ineficientes para a alocação de recursos em projetos de E&P, além de poder distorcer decisões de investimento, reduzir a vida útil de alguns projetos e inviabilizar a produção em campos maduros e marginais (TORDO et al., 2010).

Nakhle (2008) analisa o desenvolvimento dos regimes regulatórios de Reino Unido e Noruega, na região conhecida como Mar do Norte. Estes países têm regimes bastante avançados e amadurecidos por serem economias desenvolvidas e com uma indústria petrolífera bastante consolidada. Estes países adotaram medidas de estímulo a exploração de alguns campos maduros e marginais através da abolição do pagamento de royalties para manter sua atratividade financeira, além de adoção de regimes progressivos com impostos concentrados nos lucros obtidos e elevada estabilidade política e jurídica. Daniel et al. (2008) indica que os regimes progressivos apresentam uma elevada adaptabilidade às rentabilidades associadas dos projetos de E&P e influenciam fortemente na percepção do risco financeiro das empresas exploradoras no momento da tomada de decisão de seus investimentos.

Nakhle (2008) realiza comparações entre os regimes adotados no Reino Unido e Noruega com outros países do mundo, tais como: China, Austrália, Indonésia e Iraque; chegando-se a conclusão que cada regime tem suas vantagens e desvantagens, porém que elevados níveis de impostos somente serão tolerados pelos investidores com níveis adequados de riscos e lucros. De maneira geral, regimes de concessão tendem a ser mais estáveis e vantajosos para as empresas exploradoras do que regimes contratuais (partilha, serviços e *joint-venture*) (NAKHLE, 2008). Nakhle (2015) também realiza um estudo similar de comparação entre os regimes adotados por três países (Líbano, Chipre e Israel), onde o objetivo é analisar as estratégias utilizadas por ambos e buscar maneiras de melhorar a atratividade aos investimentos das empresas exploradoras.

Rossiaud (2014) realiza um estudo um pouco diferente em relação a comparação dos regimes regulatórios. Este estudo utiliza a metodologia TCE (*Transaction Cost Economics*), que se concentra na análise comparativa das estruturas governamentais e empresariais e de suas efetivas adaptações às mudanças econômicas e tecnológicas. Esta metodologia analisa a coordenação de esforços conjuntos de governos locais, NOCs e empresas privadas na estruturação do arcabouço jurídico e regulatório das atividades de E&P. Existem fortes indícios

que indicam que estruturas híbridas, com regras estáveis, definidas e estabelecidas entre governos locais, NOCs e empresas privadas atingem os melhores resultados.

Os regimes regulatórios devem permitir que os governos equacionem de maneira eficiente as atividades petrolíferas tratando de conciliar o desenvolvimento econômico, tecnológico e social e a atratividade dos projetos de E&P (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011). Um dos exemplos mais destacados no cenário internacional é o Modelo Norueguês, responsável pelo seu elevado desenvolvimento industrial, social e econômico (MOHN; OSMUDSEN, 2008). O regime regulatório norueguês é caracterizado pelo regime de concessão com parceria estatal StatoilHydro²⁶, que aliado à segurança jurídica e o excelente ambiente de negócios encontrados no país, contribuiu significativamente para o desenvolvimento de toda a indústria e consequentemente da economia do país como um todo (BAIN; TOZZINI, 2009). Rossiaud (2014) destaca que as decisões estratégicas implementadas pela Noruega têm sido bastante consistentes e adaptadas às condições econômicas e tecnológicas enfrentadas nos últimos anos no mercado petrolífero mundial.

Bain e Tozzini (2009) observam que algumas das características do regime norueguês que podem explicar seu êxito são: (i) licitação discricionária, onde somente aspectos técnicos são considerados nos leilões realizados para a outorga de novas áreas exploratórias; (ii) controle do nível de produção somente em caso explícito de interesse público, que até hoje nunca foi exercido; (iii) sistema progressivo de impostos, especialmente sem cobrança de royalties nas licenças outorgadas após 1986, onde os tributos estão concentrados nos lucros obtidos; (iv) elevada estabilidade jurídica dos contratos assinados. Mohn e Osmudsen (2008) destacam que o modelo regulatório norueguês é bastante robusto e guiado pela prudência fiscal, permitindo o gerenciamento macroeconômico das atividades de E&P. Os leilões públicos periódicos de áreas de exploração têm foco no planejamento de longo prazo, visando prevenir distorções relacionadas as flutuações de curto prazo no preço do petróleo no mercado internacional. Sabel et al. (2017) acrescentou que a Noruega é um exemplo de investimentos significativos em P&D, possibilitando um ambiente favorável para desenvolvimento de tecnologias mais eficientes de plataformas flutuantes, embarcações de produção e tecnologias submarinas.

²⁶ StatoilHydro é uma empresa mista com 65,5% de participação estatal norueguesa gerada a partir da fusão da Statoil e Norsk Hydro em 2006, com o intuito de ser uma referência das atividades de E&P e com uma estratégia global de participação internacional na indústria (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011).

Medeiros (2015) adiciona que os principais logros do modelo regulatório norueguês nos últimos 20 anos são: (i) busca do desenvolvimento tecnológico de empresas exploradoras (privadas e estatal); (ii) desenvolvimento de toda a cadeia produtiva da indústria de E&P de maneira ampla e competitiva internacionalmente; (iii) elevada capacidade de exportação de bens e serviços relacionados ao mercado de E&P; (iv) incentivos governamentais a construção e consolidação dos *clusters*²⁷; (v) apoio e incentivo às empresas locais através de políticas de conteúdo local; (vi) referência mundial em P&D e inovação, principalmente em projetos de E&P *offshore*. Tolmasquin e Pinto Junior (2011) revelam que a Noruega é um caso de sucesso na geração de desenvolvimento socioeconômico a partir do aproveitamento de seus recursos petrolíferos, demonstrado através de uma elevada capacidade de ajuste de seu sistema regulatório às condições de contorno da indústria petrolífera e ao equilíbrio da relação risco/retorno, mantendo um ambiente de negócios bastante atrativo.

Diferentemente das experiências bem-sucedidas das políticas de conteúdo local na Noruega, é possível identificar indícios de impactos negativos e aumento de custos destas políticas no Brasil (RAMIREZ-CENDRERO; PAZ, 2017). Estima-se que a Petrobras e seus parceiros, que obrigatoriamente devem seguir certas normas de conteúdo local quanto a plataformas e equipamentos construídos no Brasil, tenham que arcar com um custo 50% maior do que o mercado internacional (CHAUHAN et al., 2014). Além da elevação de custos decorrentes das políticas de conteúdo local, o Brasil tem enfrentado um ambiente de escândalos políticos, corrupção, desvalorização cambial e diminuição da demanda interna, onde a Petrobras se vê largamente afetada com a queda de suas ações, aumento da dívida e de seus custos de financiamento (RAMIREZ-CENDRERO; PAZ, 2017; CHAUHAN et al., 2014).

Tordo et al. (2013) faz um estudo bastante aprofundado sobre as políticas de conteúdo local adotadas por diversos países como: Angola, Brasil, Indonésia, Cazaquistão, Malásia, Trinidad e Tobago, Austrália, dentre outros. Com relação ao Brasil, se comenta que as políticas de conteúdo local são focadas no aumento da utilização de fornecedores de produtos, serviços e tecnologias locais focados nas atividades de E&P promovidas pela Petrobras, incentivado pelo aumento dos investimentos produtivos locais das grandes multinacionais. Não existe nenhuma

²⁷ A constituição dos *clusters* foi responsável pelo aumento de competitividade e eficiência dos recursos através de incentivos para a união de empresas privadas e instituições estatais em determinadas regiões específicas da Noruega. Os principais *clusters* implementados foram: NCE *Subsea* com foco em tecnologias *Subsea* (Bergen); NCE *Maritime* com foco em barcos de apoio (Aalesund) e NCE *Offshore & Drilling Engineering* com foco em Engenharia *offshore* e de sondas (Kristiansand) (MEDEIROS, 2015).

política de conteúdo local referente a utilização de mão-de-obra local. Diversos analistas da indústria petrolífera manifestam preocupações com a competitividade e sustentabilidade da indústria petrolífera brasileira, principalmente quando comparadas com países como China, Cingapura, Coréia do Sul e Noruega, além de ineficiências e preços acima dos praticados pela concorrência no mercado internacional.

A indústria de E&P de petróleo e gás natural brasileira vem enfrentando diversas dificuldades. Chauhan et al. (2014) detalha os principais desafios enfrentados pelo setor de E&P no Brasil são: (i) inclusão de novas barreiras regulatórias; (ii) enorme passivo financeiro da maior empresa exploradora (Petrobras); (iii) elevados custos de produção; (iv) elevadas taxas de declínio de produção dos principais campos atuais situados na Bacia de Campos, na região chamada pós-sal; (v) elevada interferência governamental nas políticas de controle de preços dos derivados de petróleo e gás natural; (vi) interesse decrescente das IOCs para novas parcerias e associações em novos blocos exploratórios.

O ITC (*International Trade Commission* - Departamento de Comércio Internacional dos EUA) realizou um estudo aprofundado sobre os mercados de E&P de petróleo e gás natural em todo o mundo denominado *Top Markets Report Upstream Oil and Gas Equipment*. Este relatório visa orientar as empresas exploradoras e fornecedoras de produtos e serviços petrolíferos sobre as principais regulações e oportunidades de cada país. ITC (2016) apresenta os seguintes comentários principais sobre o mercado de E&P brasileiro: (i) mercado de elevado risco com regimes fiscais ruins; (ii) elevado grau de controle e regulação das atividades realizadas e sucessivos escândalos de corrupção; (iii) boas oportunidades de recompensa aos riscos considerados com elevado potencial de recursos e prováveis reformas macroeconômicas significativas. Chauhan et al. (2014) argumenta que as empresas exploradoras, especialmente as IOCs, normalmente aplicam seus investimentos em projetos de E&P onde tenham o controle dos recursos utilizados e das atividades realizadas.

Além dos resultados apresentados anteriormente, podem-se observar outros itens no relatório ITC (2016) bastante importantes as suas percepções em relação ao mercado de E&P brasileiro, a saber: (i) reconhecimento da área do pré-sal como de elevado potencial de produção; (ii) o baixo preço do petróleo no mercado internacional está colocando pressão no governo brasileiro para melhorar os regimes fiscais e diminuir a cobrança de tributos para as novas licitações; (iii) elevado pessimismo quanto a macroeconomia do Brasil devido a elevada inflação dos últimos anos, depreciação do câmbio e sucessivos escândalos de corrupção, afetando os investimentos

em todos os setores do país, especialmente o setor de E&P; (iv) NOC brasileira (Petrobras) está passando por um processo de reestruturação com reduções sucessivas em seus planos de investimento, corte de gastos e venda de ativos; (v) necessidade de revisão das cláusulas das novas licitações devido ao baixo interesse manifestado pelas empresas exploradoras.

Diversos estudos realizados nos últimos anos visam comparar diversos modelos utilizados por diferentes países quanto aos seus sistemas tributários e regulatórios para os projetos de E&P. O intuito desta comparação é encontrar as principais características particulares de cada país que afetam as decisões de investimentos das empresas exploradoras no mercado de E&P. Dentre estes estudos de comparação, se destacam: (i) Bain e Tozzini (2009); (ii) Alberta (2009); (iii) Daniel et al. (2008); que serão melhor detalhados a seguir.

A participação governamental (*government take*) é um dos fatores que mais afetam a atratividade dos projetos de E&P (CONSOLI, 2015). Existe um dilema de escolha entre as condições de rentabilidade e atratividade das atividades de E&P e o percentual de apropriação governamental das receitas geradas, onde a remuneração obtida pelo capital deve ao menos compensar o custo de oportunidade do capital empregado (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011). A variação da parcela governamental é uma ferramenta utilizada como um instrumento de atração de investimentos, de acordo com diversos aspectos como: situação econômica do país, preço no mercado internacional, riscos exploratórios e geológicos, consolidação da indústria, dentre outros (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011). Johnston e Johnston (2015) e Lucchesi (2011) detalham que o *government take* é bastante utilizado para a comparação entre os regimes, porém apresenta alguns inconvenientes relacionados aos seguintes aspectos mais qualitativos: (i) forma de distribuição ou outorga das licenças de exploração; (ii) obrigatoriedade de venda dos recursos no mercado doméstico; (iii) parâmetros específicos de regulação; (iv) disputas jurídicas; (v) ambiente político e contratual.

Bain e Tozzini (2009) realizaram um estudo bastante aprofundado de comparação da atratividade dos projetos de E&P. Este estudo generaliza a atratividade dos projetos de acordo com a parcela de participações governamentais (*government take*) de cada país nas receitas geradas pelas empresas exploradoras, assim como detalha os custos característicos dos projetos de E&P. Os percentuais aproximados de *government take* são comparados de acordo com o preço do petróleo no mercado internacional (considerando-se um campo grande em águas profundas *offshore*). Além disso, este estudo detalha diversos comentários relativos à atratividade dos projetos que podem ser visualizados na tabela 9.

Tabela 9 - Percentuais do *government take* e custos de projetos de E&P no mundo

Países	Custos E&P (US\$/bbl)	Government take (%) de acordo com preço do petróleo (US\$/bbl)			Comentários
		US\$ 30	US\$ 50	US\$ 70	
Angola	8,0	62%	80%	82%	Sistema de tributação progressivo e flexibilidade de acordo com situações de risco e condições operacionais
Brasil ²⁸	7,0	62%	56%	54%	Sistema de tributação regressivo e pouca flexibilidade em situações de risco e condições operacionais
Estados Unidos	14,5	48%	45%	44%	Baixa tributação e pouca participação do governo no controle do mercado
Indonésia	8,5	84%	82%	81%	Elevada tributação e controle governamental e elevada flexibilidade de acordo com situações de risco e condições operacionais
Emirados Árabes	4,8	85%	69%	67%	Elevada tributação associado a contratos negociados diretamente entre os governos e as empresas, sem licitações
Nigéria	5,3	54%	60%	62%	Sistema de tributação progressivo e flexibilidade no pagamento dos royalties de acordo com a profundidade
Noruega	10,5	63%	63%	63%	Sistema de tributação altamente progressivo com 90% dos impostos se concentrando no <i>Special Petroleum Tax</i> , e mecanismos fiscais de incentivo ao investimento.
Rússia	7,8	84%	73%	71%	Regime flexível de acordo com situações de risco e condições operacionais.
Venezuela	4,5	91%	91%	91%	Rentabilidade praticamente insuficiente para projetos de E&P em campos <i>offshore</i> .

Fonte: Adaptado de Bain e Tozzini (2009)

Pode-se notar que os custos característicos de E&P são praticamente inversamente proporcionais aos valores encontrados para a participação governamental. Os valores dos custos de E&P englobam diversos aspectos relacionados a riscos exploratórios associados a exploração assim como despesas referentes aos desafios de desenvolvimento e produção de cada país. Estes custos característicos não incorporam os gastos relacionados a participação governamental. A figura 23 busca identificar o nível de participação governamental de acordo com três possíveis cenários para o preço do petróleo no mercado internacional.

²⁸ Para este estudo realizado em 2009, foram consideradas somente as regras e regulações referentes às dez primeiras rodadas de licitações utilizando-se o regime de concessão.

Figura 23 - Gráfico dos percentuais do government take em projetos de E&P no mundo

Fonte: Adaptado de Bain e Tozzini (2009)

Pode-se notar basicamente três tipos de estratégia utilizadas pelos países pesquisados por Bain e Tozzini (2009), a saber: (i) participações governamentais muito elevadas (Venezuela e Indonésia), que afetam a rentabilidade dos projetos de E&P; (ii) tributação mais regressiva (Brasil, Estados Unidos, Emirados Árabes e Rússia), onde os impostos se concentram mais fortemente nas receitas brutas, identificado por uma participação mais elevada em níveis de preços mais baixos; (iii) tributação mais progressiva (Noruega, Angola e Nigéria), que concentram as participações governamentais nos lucros gerados devido ao aumento do *government take* com o aumento dos preços. Cabe-se ressaltar o exemplo da Noruega, onde o preço do petróleo praticamente não interfere no percentual da participação governamental.

O Estado de Alberta (Canadá) encomendou um estudo comparativo de seu regime regulatório com outros utilizados por diversos países do mundo. Este estudo, realizado pela consultoria independente *Price Waterhouse Coopers* no ano de 2009, destaca que apesar das diferenças entre os regimes e particularidades específicas de cada país, a medida do *government take* poderia ser utilizada para efeitos de comparação (ALBERTA, 2009). Além da comparação do *government take*, o estudo indicou que outros dois parâmetros de comparação: (i) custo médio de exploração e produção característico da região, principalmente relacionado a desafios tecnológicos (óleo extra-pesado, reservatórios não-convencionais) e ambientes *offshore* profundos, já que ambos os casos aumentam consideravelmente a necessidade dos volume de recursos investidos; (ii) Índice de Liberdade Econômica (EFI²⁹ - *Economic Freedom Index*),

²⁹ O índice EFI é um indicador de estabilidade política e regulatória bastante utilizado na literatura e publicado a vários anos pelo Instituto Fraser (www.fraserinstitute.org/economic-freedom/map) (FRASER, 2017).

que representa a estabilidade política e regulatória dos países pesquisados em virtude da perspectiva de mudanças bruscas de caráter econômico ou regulatório, tais como aumento repentino de tributos, contratos não honrados, problemas relacionados a expropriação ou nacionalização, etc. O resumo deste estudo comparativo pode ser visualizado na tabela 10.

Tabela 10 - Estudo comparativo de regimes de E&P no mundo

País	<i>Government Take</i>	Custos de E&P	Indicador EFI	Comentários
Estados Unidos (<i>offshore</i>)	35% - 41%	Elevado	Excelente	Menores tributos em virtude aos maiores custos da exploração <i>offshore</i>
Estados Unidos (<i>onshore</i>)	52% - 59%	Elevado	Excelente	Estados considerados: Texas, Alaska e Wyoming
Brasil	60%	Médio - Elevado	Médio	Grande potencial de produção em campos <i>offshore</i> profundos
Angola	60% - 64%	Elevado	Ruim	Bom potencial de produção <i>offshore</i> porém com problemas civis e políticos
Nigéria	62%	Médio	Médio	Grande potencial de produção porém com crescente instabilidade política
China	71% - 72%	Médio	Médio	Mercado comandado pelas empresas locais, sendo crescente consórcios para exploração <i>offshore</i>
Rússia	69% - 72%	Médio	Médio	Mercado dominado por empresas locais (Gazprom e Rosneft)
Canadá (Alberta)	65% - 70%	Elevado	Excelente	Excelente ambiente de negócios e custos elevados (óleo extra-pesado)
Indonésia	71%	Elevado	Ruim	Elevados custos associados a problemas logísticos de transporte.
Argélia	72%	Baixo	Médio	Bom potencial em campos <i>onshore</i> e menos problemas políticos
Noruega	82% - 83%	Elevado	Excelente	Excelente ambiente de negócios e grande presença de campos maduros.
Cazaquistão	82% - 83%	Baixo	Médio	Grande potencial aliado com ambiente social e político relativamente estável.
Arábia Saudita	80% - 90%	Baixo	Excelente	Elevada tributação em virtude de baixos custos e riscos.
Kuwait	80% - 90%	Baixo	Médio	Elevada tributação em virtude de baixos riscos exploratórios e custos.
Emirados Árabes	85 - 86%	Baixo	Excelente	Elevada tributação em virtude de baixos riscos exploratórios e custos.
Venezuela	88% - 91%	Baixo	Ruim	Projetos de E&P feitos em conjunto com a NOC em <i>joint-ventures</i> .
Irã	93%	Baixo	Médio	Elevada tributação em virtude de baixos riscos exploratórios e custos.

Fonte: Adaptado de Alberta (2009)

A partir da tabela 10, podem-se agrupar aos países de acordo com os indicadores da participação governamental, custos característicos de E&P e índice de liberdade econômica (EFI) em: (i) Estados Unidos, baixa participação governamental, custos elevados e índice EFI excelente; (ii) Angola e Indonésia, participação governamental moderada-elevada, custos elevados de E&P e

índice EFI ruim; (iii) Brasil, Nigéria, China e Rússia, participação governamental moderada, custos moderados-elevados de E&P e índice EFI médio; (iv) Canadá e Noruega, participação governamental moderada-elevada, custos elevados de E&P e índice EFI excelente; (v) Argélia, Cazaquistão, Arábia Saudita, Kuwait, Emirados Árabes, Venezuela e Irã, participação governamental elevada e custos baixos de E&P.

Cabe-se ressaltar que os Estados Unidos apresentaram os menores índices de *government take* para qualquer cenário considerado (ALBERTA, 2009), mesmo com um dos valores mais elevados de bônus de assinatura em termos de área explorada dentre todos os países do mundo (JOHNSTON, 2008). Tordo et al. (2010) também detalha que o critério de seleção das ofertas vencedoras nos Estados Unidos é bastante simplificado, sendo normalmente definido pelo maior bônus de assinatura e critérios de adequação técnica e jurídica. Outras características e particularidades identificadas no modelo norte-americano são as seguintes: (i) pouco ou nenhum controle governamental quanto a produção ou comercialização da produção; (ii) incentivo a concorrência e eficiência das empresas exploradoras; (iii) possibilidade de redução dos royalties e diminuição dos impostos incidentes sobre os lucros para incentivar a produção em campos que não se demonstrarem economicamente viáveis; (iv) regimes especiais para explorações *offshore*, que necessitam de maiores investimentos para a exploração e maiores períodos de tempo para início da produção (JOHNSTON, 2008; BAIN; TOZZINI, 2009).

Adicionalmente aos estudos anteriores, pode-se evidenciar alguns exemplos interessantes de adequação das participações governamentais em diversos países, a saber: (i) Líbano, aplicação de uma taxa variável de royalties de acordo com o volume de produção começando com 5% para volumes de produção inferiores a 15000 bbl/d até 12% para produção superior a 100000 bbl/d (NAKHLE, 2015); (ii) China, onde desde 1989 se aplica também uma taxa de royalties variável de acordo com o volume de produção do campo, conhecido na literatura de *sliding scale*, começando com uma alíquota progressiva de 0% para um volume de produção inferior a 20000 bbl/d até 12,5% para produção superior a 80000 bbl/d (NAKHLE, 2008); (iii) Nigéria, utilização de uma taxa de royalties variável de acordo com a profundidade para explorações *offshore*, com uma alíquota regressiva de 18,5% para explorações até 100 metros de profundidade até 0% para águas de mais de 1001 metros de profundidade (BAIN; TOZZINI, 2009); (iv) Turquia, enorme programa de incentivos a atração de investimentos em projetos de E&P com uma agressiva escala variável de royalties de acordo a profundidade para explorações

offshore, qualidade do petróleo a ser explorado e utilização de técnicas de recuperação secundária e terciária (AYDIN, 2012).

Daniel et al. (2008) apresentam um estudo comparativo na avaliação de três diferentes campos (*onshore*, *offshore* águas rasas e *offshore* águas profundas) utilizando o regime regulatório de Moçambique no ano de 2007 e um regime alternativo proposto com características mais progressivas. O objetivo do estudo foi identificar os critérios de avaliação mais adequados para analisar os riscos e recompensas na definição dos regimes e possíveis benefícios a serem aplicados. Os principais critérios quantitativos selecionados para avaliação foram a neutralidade, o potencial de aumento na arrecadação de impostos, os riscos aos governos, a percepção dos investidores aos riscos e a capacidade de adaptação a variáveis externas. O regime alternativo proposto com características mais progressivas demonstrou uma maior atratividade, já que diminuiu a participação governamental em projetos de baixas rentabilidades e aumentou a participação em projetos de elevadas rentabilidades.

De maneira geral, o Brasil se encontra em uma posição intermediária em uma comparação do *government take* com outros países pesquisados, levando-se em conta o regime de concessão (ALBERTA, 2009; BAIN; TOZZINI, 2009). O período de 1997-2007, onde o único regime era o de concessão, teve como resultado um aumento significativo da produção petrolífera e das reservas provadas de mais de 100% (BAIN; TOZZINI, 2009; BP, 2017). Porém, um detalhe significativo, que se pode observar, é a adoção de um regime de tributação regressivo, onde o aumento do preço do petróleo é inversamente proporcional ao aumento da arrecadação. Isto acontece pela concentração dos tributos nas receitas brutas geradas (especialmente royalties) e não nos lucros gerados (CONSOLI, 2015). A falta do entendimento adequado dos custos e das despesas dos projetos de E&P, usual em sistemas regressivos, pode levar a enormes distorções que afetam fortemente a atratividade dos investimentos (NAKHLE, 2008).

5.1.1 Fenômeno da maldição do petróleo (“*resource curse*”)

O grande desafio dos governos é encontrar regimes que gerem o desenvolvimento econômico e social para as gerações presentes e futuras. Os governos podem, através da definição das regras e regulações, obter o controle do ritmo da produção de recursos, privilegiando o curto prazo com o aumento da produção ou o longo prazo com controle da vida útil das reservas e maior produção no futuro. O conceito de justiça intergeracional consiste no investimento das rendas geradas pela exploração de petróleo e gás natural em capitais reproduzíveis e sustentáveis no longo prazo e diversificação das bases econômicas (CARVALHO, 2008), desta forma o

esgotamento dos recursos naturais seriam compensados em benefícios para as gerações futuras (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011). Carvalho (2008) estabelece que a utilização da renda gerada em investimentos em educação, infraestrutura, pesquisa e desenvolvimento são formas pertinentes de justiça intergeracional.

A escolha equivocada do regime regulatório é uma das principais razões que podem levar ao mau gerenciamento da renda petrolífera por parte do Estado com a consequente dificuldade de transformar os recursos disponíveis em desenvolvimento socioeconômico. Este fenômeno é bastante estudado na literatura e denominado de maneira geral de maldição do petróleo ou “*resource curse*” (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011; LUCCHESI, 2011; KOLSTAD; WIIG, 2009; IDEMUDIA, 2012; AMOATENG, 2014; HOLDEN, 2013; SEABRA et al., 2015; AL-KASIM et al., 2013; MAGALHÃES; DOMINGUES, 2014; BRESSER-PEREIRA; MARCONI, 2007), onde não são raros os casos em que distorções no uso destas receitas geram inúmeros problemas socioeconômicos, onde os regimes regulatórios devem ser adotados para sua prevenção (AMOATENG, 2014).

Existem diversos estudos empíricos que buscam explicar as principais razões deste fenômeno, a saber: (i) forte influxo de divisas devido a elevada exportação de petróleo e gás natural podendo gerar uma disfunção monetária e problemas econômicos, conhecidos como “doença holandesa”³⁰ (KOLSTAD; WIIG, 2009; TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011; HOLDEN, 2013; SEABRA et al., 2015; MAGALHÃES; DOMINGUES, 2014; BRESSER-PEREIRA; MARCONI, 2007); (ii) predominância de interesses políticos em detrimento dos interesses da sociedade, levando potencialmente ao excesso de privilégios e à corrupção (IDEMUDIA, 2012; AMOATENG, 2014; HOLDEN, 2013); (iii) excessiva dependência da riqueza gerada pela indústria de petróleo e gás com consequente falta de investimento e desenvolvimento de outros setores da economia do país (LUCCHESI, 2011; IDEMUDIA, 2012; SEABRA et al., 2015); (iv) volatilidade da entrada de divisas monetárias devido à constante oscilação dos preços do petróleo e gás internacionalmente por fatores não controlados pelos governos (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011); (v) concentração dos investimentos das empresas apenas em incentivos governamentais, conhecidas como atividades conhecidas como *rent-seeking*, resultando em projetos improdutivos e na busca de lucros excessivos a curto prazo (KOLSTAD;

³⁰ “Doença Holandesa” ou “Dutch Disease” foi a denominação dada à disfunção que pode ocorrer quando um grande exportador de petróleo e gás natural recebe um forte influxo de divisas estrangeiras, levando à apreciação significativa da taxa de câmbio e, consequentemente, à deterioração da competitividade dos demais setores da economia do país (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011).

WIIG, 2009); (vi) uso da riqueza gerada em atividades políticas disfuncionais somente para aumentar seu poder político (AL-KASIM et al., 2013; IDEMUDIA, 2012); (vii) excesso de centralização, geralmente por excessivos monopólios estatais, levando a ineficiência da indústria e em alocações equivocadas de investimentos (KOLSTAD; WIIG, 2009); (viii) falta de responsabilidade com relação aos políticos que cometeram algum tipo de corrupção ou decisões políticas equivocadas (AL-KASIM et al., 2013).

Magalhães e Domingues (2014) realizaram um estudo para avaliar os impactos potenciais da “doença holandesa” na economia brasileira, especialmente pelas novas descobertas de recursos do pré-sal. A hipótese deste fenômeno tem sido uma grande preocupação decorrente da expansão das exportações de *commodities* e da descoberta das reservas de petróleo e gás pré-sal, na apreciação da taxa de câmbio, nas exportações de *commodities* e na industrialização. Bresser-Pereira e Marconi (2007) indicam alguns indícios de que os sintomas da “doença holandesa” e o processo de desindustrialização ocorreram na economia brasileira. Este estudo indica que, entre 1992 e 2007, o Brasil aumentou o saldo de sua balança comercial de *commodities* em 163% e diminuiu o saldo comercial dos produtos manufaturados em 63%, especialmente dos produtos de alta tecnologia, que podem gerar inovações e melhoria da produtividade para toda a economia.

Existe um consenso que sinaliza que não é a presença de abundantes recursos naturais que leva ao fenômeno da maldição do petróleo, mas sim as estruturas e instituições equivocadamente criadas pelos governos ao redor da exploração, produção e gerenciamento destes recursos (IDEMUDIA, 2012). Estas estruturas e instituições governamentais equivocadas podem levar a corrupção, fraca governança e perda de eficiência na aplicação dos recursos financeiros provenientes das atividades de E&P de petróleo e gás natural (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011). Idemudia (2012) indica que os problemas decorrentes da maldição do petróleo acontecem quando países normalmente decidem a alocação dos recursos de forma política ao invés de considerar iniciativas de desenvolvimento sustentável para as comunidades, ou seja, este fenômeno pode ser caracterizado como um problema político e não como econômico.

Kolstad e Wiig (2009) apresentaram um estudo de três possíveis modelos dos impactos negativos gerados a partir da exploração de recursos naturais em diversos países. O primeiro modelo é o já citado “doença holandesa”, onde o problema se concentra nas contradições e distorções geradas pela taxa de câmbio nos outros setores produtivos da economia aparte da indústria petrolífera. O segundo modelo se concentra nos países centralizadores dos

investimentos da indústria petrolífera, principalmente através de monopólios do Estado ou NOC, que podem gerar como resultado a elevada ineficiência, corrupção e alocação de investimentos equivocados. O terceiro modelo pode ser gerado por países descentralizadores, onde os empresários concentram suas atividades somente nos incentivos governamentais tendo como resultado atividades improdutivas de geração de renda (*rent-seeking*) e busca de lucros excessivos no curto prazo.

Idemudia (2012) analisa o caso do desenvolvimento da indústria petrolífera da Nigéria, país membro da OPEP e com uma elevada produção de petróleo de 2,7 milhões de barris por dia. A importância da indústria petrolífera é enorme na economia da Nigéria já que o setor é responsável por 40% do PIB, 95% das exportações e 83% das receitas governamentais. Porém em termos socioeconômicos, a Nigéria apresenta resultados muito negativos, como: (i) queda da renda per capita de \$250 para \$212 no período 1965-2004; (ii) elevada desigualdade de renda com 90 milhões de pessoas vivendo na pobreza extrema (menos de \$1 por dia) e classificado como o 156º país com maior desigualdade dentre os 187 países pesquisados no Índice de Desenvolvimento Humano (IDH); (iii) elevados índices de corrupção, sendo posicionado como o 143º mais país corrupto dentre os 182 países pesquisados no Índice Internacional de Percepção da Corrupção. Diversas iniciativas governamentais vêm sendo lançadas para tratar de combater os resultados apresentados, como criação de agências de desenvolvimento das comunidades e instituições para combater a corrupção e aumentar a transparência; que porém ainda não foram suficientes e satisfatórias até o momento para o desafio de alcançar um maior desenvolvimento socioeconômico do país (IDEMUDIA, 2012). Seabra et al. (2015) encontraram algumas das mesmas dificuldades enfrentadas pela Nigéria no Brasil, onde as receitas geradas pela exploração e produção de petróleo e gás criaram diversos distúrbios sociais nas comunidades locais devido principalmente a decisões políticas e econômicas equivocadas.

5.2 Estudo dos critérios de avaliação para atratividade de um regime

Araujo e Leoneti (2017b) buscaram estabelecer aos critérios mais importantes e significativos para a medição e quantificação da atratividade de um regime regulatório. Segundo Keeney (1992) e Almeida et al. (2015), é possível aglutinar aos critérios de avaliação em duas grandes categorias: (i) critérios naturais, atributos mais quantitativos com uma interpretação mais homogênea e que envolve um certo julgamento de valor, tais como o custo em unidades monetárias ou número de fatalidades por um período de tempo; (ii) critérios construídos,

atributos mais qualitativos representados por uma escala com valores discretos e subjetivos usualmente adequados somente para o contexto construído, como por exemplo, na melhoria da imagem de uma determinada empresa no mercado.

Diversos autores se dedicaram a buscar diferentes métricas para a identificação dos critérios mais adequados para avaliação da atratividade dos regimes regulatórios para o mercado de E&P de petróleo e gás, com destaque para Manaf et al. (2016) e Nakhle (2008). Ambos estudos são bastante significativos na busca do estabelecimento de critérios naturais e construídos para a medição e quantificação da atratividade de um regime regulatório (ARAUJO; LEONETI, 2017b). O estudo de Manaf et al. (2016) busca agrupar aos critérios mais importantes através das percepções dos representantes do governo local, indústria de E&P e empresas de consultoria quanto ao ambiente de investimentos na Malásia. Por outro lado, Nakhle (2008) buscou desenvolver um estudo mais teórico incorporando diversos critérios de avaliação da performance e robustez de um regime regulatório.

Em conjunto, os estudos realizados por Manaf et al. (2016) e Nakhle (2008) identificaram a seis critérios de avaliação em comum: (i) eficiência, medição da alocação gerada pela renda petrolífera na melhoria das condições socioeconômicas de cada país, sem a presença de desperdícios e processos desnecessários; (ii) neutralidade, busca por sistemas tributários mais neutros, normalmente com foco em estruturas progressivas baseadas nos lucros; (iii) equidade, habilidade de concentrar as tributações nos projetos mais valiosos e lucrativos; (iv) divisão dos riscos, correta distribuição entre governos e empresas de diversas fontes de riscos associados aos projetos de E&P; (v) estabilidade, perspectiva de riscos intangíveis associados com a previsibilidade e confiabilidade para investimentos de longo prazo característicos da indústria petrolífera; (vi) clareza e simplicidade, capacidade de manter o arcabouço regulatório o mais conciso e compreensível possível, ou seja, simples de entender e com custo acessível para gerenciar. Manaf et al. (2016) também adiciona a critérios relacionados com a transparência dos contratos e das licitações, o grau de estabilidade quanto a mudanças bruscas, flexibilidade da regulação e nível de divisão dos lucros e riscos gerados no mercado de E&P.

5.3 Primeira aplicação prática a partir de revisão bibliográfica (dois jogadores)

Araujo e Leoneti (2017a) propõem uma aplicação prática de um jogo de negociação com dois jogadores para a escolha de um regime regulatório adequado, a partir do procedimento multicritério proposto por Almeida et al. (2015) e do método proposto por Leoneti (2016). O método proposto por Leoneti (2016) visa mesclar uma abordagem multicritério e a teoria dos

jogos para modelar problemas complexos de decisões em grupos como um jogo de negociação, visando encontrar soluções de equilíbrio para ambos jogadores a partir do equilíbrio de Nash.

5.3.1 Fase Preliminar: Jogadores, Objetivos, critérios e alternativas

5.3.1.1 *Escolher Jogadores*

O primeiro passo é conhecer aos jogadores participantes deste problema. O tomador de decisão (DM) é o jogador que detêm uma participação mais direta possível com o problema (ALMEIDA et al., 2015) e que detêm o maior poder na definição das regras e alternativas disponíveis. O tomador de decisão (DM) neste caso é o Estado brasileiro em todas as suas esferas (federal, estadual, municipal e agências reguladoras), já que este quem define o regime regulatório a ser utilizado. O outro jogador é caracterizado pelas empresas exploradoras de petróleo e gás natural, que exercerão a função de exploração e produção dos recursos de acordo com a regulação escolhida pelo Estado. Johnston (2007) define que, de um lado se encontra o governo local que é detentor da propriedade dos recursos petrolíferos e, do outro lado, as empresas exploradoras que possuem os recursos financeiros, técnicos e operacionais para a exploração destes recursos. As grandes multinacionais, conhecidas como IOCs, são detentoras de elevados recursos financeiros para alocação em atividades de E&P em praticamente todo o mundo. Por esta razão, Manaf et al. (2016) analisam que é possível identificar uma grande concorrência entre os países detentores de reservas petrolíferas para a alocação dos investimentos das empresas exploradoras.

Diversos autores buscaram identificar e definir as interações existentes entre estes dois jogadores, dentre os quais se destacam Bain e Tozzini (2009), Johnston (2007), Manaf et al. (2016), Nakhle (2008, 2015), Tordo et al. (2010), Daniel et al. (2008), Willigers et al. (2009), Tolmasquin e Pinto Junior (2011), Consoli (2015), Alberta (2009), Coimbra (2013). A correta identificação e definição destas interações entre os jogadores auxiliam nos dois próximos passos do procedimento, que são respectivamente, definir os objetivos e estabelecer os critérios.

5.3.1.2 *Definir Objetivos*

O segundo passo do procedimento é caracterizado como a definição dos objetivos de cada jogador. Para isto, os valores mais importantes dos jogadores foram arbitrados segundo extensa revisão bibliográfica. Como o problema complexo identificado envolve múltiplos interesses e diferentes jogadores, distintos objetivos serão identificados e discutidos a seguir.

É fundamental no processo de definição dos objetivos reconhecer que existe um dilema de escolha entre a apropriação da parcela governamental da renda petrolífera e as condições de rentabilidade dos projetos (KJEMPERUD, 2003), associado ao potencial petrolífero e nível de risco exploratório (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011). Os distintos interesses entre os governos, que são os detentores das reservas, e as empresas exploradoras, detentores dos recursos financeiros e tecnológicos, são os principais fatores a ditar a dinâmica dos investimentos na indústria de E&P como um todo (COIMBRA, 2013).

Segundo Willigers et al. (2009), a exploração dos recursos petrolíferos representa um conflito de interesse entre os governos locais e as empresas exploradoras, já que ambos têm interesses bastante distintos. Os principais objetivos dos governos locais identificados a partir de revisão bibliográfica são: (i) maximização da arrecadação de impostos e tributos através da participação governamental na renda petrolífera gerada (*government take*) (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011; JOHNSTON, 1994; NAKHLE, 2008); (ii) otimização da produção de petróleo e gás natural em território nacional (HUNTER, 2010); (iii) estabelecimento de medidas e mecanismos de controle das atividades executadas e dos níveis de produção (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011; BAIN; TOZZINI, 2009); (iv) desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria petrolífera e de outras indústrias locais de equipamentos, produtos e serviços através de políticas de conteúdo local (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011; NAKHLE, 2008; CASELLI, 2012; TORDO et al., 2013).

As empresas exploradoras têm interesses distintos dos governos locais, sendo possível o agrupamento de seus objetivos em: (i) otimização das margens de lucro, especialmente relacionadas aos preços internacionais do petróleo e do gás (JOHNSTON, 1994; NAKHLE, 2008); (ii) estabelecimento de legislações e regulações mais estáveis dos pontos de vista político, jurídico e econômico (JOHNSTON, 1994; NAKHLE, 2008); (iii) estrutura tributária e processos licitatórios que sejam concisos, simples de entender e com baixos custos administrativos (NAKHLE, 2008, 2015); (iv) controle das atividades gerenciais e operacionais dos projetos de E&P (JOHNSTON, 1994; BAIN; TOZZINI, 2009; TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011); (v) divisão correta das riquezas geradas de uma forma mais progressiva possível (NAKHLE, 2008, 2015; TORDO et al., 2010; MANAF et al., 2016).

De acordo com a revisão bibliográfica realizada para ambos jogadores, podem-se agrupar os seus objetivos em: (i) participação governamental (*government take*) nas rendas petrolíferas geradas; (ii) controle governamental das atividades operacionais e gerenciais, que englobam os

mecanismos de controle das atividades operacionais e dos níveis de produção de recursos, além de políticas de incentivo ao conteúdo local; (iii) estabilidade jurídico-regulatória dos países; (iv) níveis de rentabilidade adequados aos riscos exploratórios envolvidos e aos custos característicos; (v) estrutura geral do regime tributário (progressivo ou regressivo) e flexibilidade nas regulações; (vi) transparência e simplicidade das licitações, outorga das licenças e da estrutura tributária.

5.3.1.3 Estabelecer Critérios

O terceiro passo do procedimento é referente ao estabelecimento dos critérios, também chamados de atributos, que estão diretamente relacionados ao cumprimento de um certo objetivo, ou seja, cada objetivo necessita de um critério para medir e avaliar seu desempenho (ALMEIDA et al., 2015). Os termos critério ou atributo também são definidos em outros estudos como “medida de eficiência” ou “medida de desempenho” (KEENEY, 1992). Os objetivos fundamentais mais importantes foram arbitrados a partir de uma extensa revisão bibliográfica e que, conseqüentemente, auxiliam no estabelecimento dos critérios corretos para sua correta mensuração. Segundo Keeney (1992), os critérios devem satisfazer as seguintes condições: (i) mensurável, incorporar valores implícitos de julgamento, se possível quantitativos; (ii) operacional, descrever diretamente as possíveis conseqüências de acordo a um determinado objetivo; (iii) entendível, não possuir ambiguidade na descrição ou interpretação das possíveis conseqüências. O estabelecimento dos critérios utilizou diversos estudos na busca das melhores métricas para medir a interação entre os jogadores, a saber: (i) Manaf et al. (2016); (ii) Nakhle (2008, 2015); (iii) Tordo et al. (2010); (iv) Daniel et al. (2008); (v) Bain e Tozzini (2009); (vi) Tolmasquin e Pinto Junior (2011); (vii) Alberta (2009); (viii) Lucchesi (2011); (ix) Consoli (2015).

Manaf et al. (2016) desenvolveram um estudo para medir e quantificar os critérios mais importantes dos projetos de E&P de cada país através de uma escala de atratividade. Esta escala busca identificar os critérios mais importantes para as empresas exploradoras e auxiliar aos governos locais na busca de desenhos regulatórios mais adequados aos interesses destas empresas. Os resultados encontrados correspondem às análises de percepções das respostas dos questionários realizados com representantes do governo local, empresas exploradoras de petróleo e gás natural e empresas de consultoria da Malásia. Este questionário apresenta o título: “É necessário um novo regime regulatório para melhorar o ambiente de investimentos em campos maduros na Malásia?”. O questionário foi dividido em quatorze atributos finais que

podem ser englobados em somente quatro dimensões segundo os princípios de Adam Smith (Equidade, Certeza, Conveniência e Economia): (i) equidade, representa a medida de adequação da participação governamental e da relação risco/retorno financeiro associado aos países e aos regimes utilizados; (ii) certeza, relaciona a estabilidade das regulações principalmente quanto a expectativas de alterações arbitrárias ou quebras de contratos; (iii) conveniência, remete a clareza, ambiguidade e possível flexibilidade das regulações, além da utilização de sistemas de tributação progressivos ou regressivos; (iv) economia, representa a transparência e a simplicidade do regime tributário e dos métodos de licitações e leilões utilizados.

Nakhle (2008) desenvolveu um estudo semelhante incorporando diversos atributos ou critérios de medição da performance e robustez de qualquer regime regulatório. Os atributos selecionados são: (i) eficiência, medição da alocação gerada pela renda petrolífera na melhoria das condições econômicas e sociais de cada país; (ii) neutralidade, garantir a atratividade dos projetos de E&P, sendo que sistemas regressivos baseados nas receitas brutas e royalties ignoram os efeitos dos custos associados e são considerados exemplos clássicos de regimes não-neutros; da mesma maneira, regimes progressivos baseados nos lucros são considerados mais neutros; (iii) equidade, habilidade de concentrar as contribuições governamentais nos recursos mais valiosos e lucrativos, usualmente sistemas progressivos satisfazem mais significativamente este item; (iv) divisão dos riscos, correta distribuição de diversas fontes de riscos associados aos projetos de E&P como geológicos; (v) estabilidade, medição dos riscos políticos intangíveis associados com a previsibilidade e confiabilidade para investimentos de longo prazo característicos da indústria petrolífera; (vi) simplicidade, capacidade de manter o sistema tributário o mais conciso possível, ou seja, simples de entender e com custo acessível para gerenciar. Nakhle (2015) adiciona que a simplicidade dos regimes reforça a confiança dos investidores, reduzindo os custos administrativos e melhorando a transparência das participações governamentais.

Tordo et al. (2010) e Daniel et al. (2008) também realizaram estudos semelhantes para determinar os critérios mais importantes para a atratividade dos regimes. Estes estudos tratam de definir o conceito de neutralidade dos regimes, sendo possível adotar a uma estrutura mais progressiva ou regressiva. Regimes progressivos de tributação normalmente baseados em lucratividade dos investimentos tendem a atingir melhores resultados de neutralidade que os sistemas baseados em royalties e receitas brutas (TORDO et al., 2010), decido a concentração dos tributos nos projetos mais lucrativos. Daniel et al. (2008) define a neutralidade como um instrumento fiscal do governo local, onde uma melhor neutralidade conduz a uma maior a

progressividade da tributação e, conseqüentemente, acarreta uma melhor decisão sobre os investimentos a serem realizados.

O primeiro objetivo dos jogadores busca encontrar maneiras adequadas de se obter uma correta participação governamental (*government take*) já que estes afetam diretamente a atratividade dos projetos de E&P e a remuneração do capital investido (CONSOLI, 2015; TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011). O critério do *government take*, mesmo não sendo uma métrica perfeita por não levar em conta alguns aspectos qualitativos, pode ser utilizado como uma forma de se medir o grau de participação de um Estado nas atividades desenvolvidas pela indústria de maneira geral, já que incorpora os royalties, tributos, óleo-lucro e impostos diversos (LUCCHESI, 2011). Como discutido nas seções anteriores, a medida do *government take* é bastante utilizada para efeitos de comparação entre os regimes e os países, onde se destacam os estudos bastante aprofundados realizados por Bain e Tozzini (2009) e Alberta (2009).

O critério do controle governamental é dividido basicamente em três itens principais: (i) controle das atividades operacionais e gerenciais; (ii) controle do ritmo de produção dos recursos; (iii) políticas e mecanismos de conteúdo local. Este critério visa identificar como os países implementam mecanismos de controle das escolhas realizadas pelas empresas exploradoras, através das estruturas do próprio governo ou da NOC. Os regimes Contratuais (partilha, serviços e *joint-venture*) mantém a propriedade dos recursos nas mãos do Estado, o que implica de maneira geral na maior participação direta dos governos ou NOCs nas atividades operacionais e gerenciais (BAIN; TOZZINI, 2009), diminuindo o poder de controle das empresas exploradoras.

O controle do ritmo da produção de petróleo e gás natural pode ser estruturado pelos governos com foco no curto prazo com o aumento do volume de produção e consequente maximização das receitas ou no longo prazo com políticas de escalonamento da produção e controle da vida útil das reservas por um maior período de tempo (LUCCHESI, 2011). Outro controle governamental exercido é o estabelecimento de políticas de conteúdo local, para o desenvolvimento da indústria de equipamentos, serviços e produtos além de utilização de mão-de-obra local relacionados ao segmento de E&P de petróleo e gás natural. Tordo et al. (2010) argumentam que praticamente todos os regimes adotados no mundo têm uma parcela de requerimento de conteúdo local, sejam equipamentos, serviços e mão-de-obra. Para analisar os níveis de controle governamental se utilizarão os estudos realizados por Bain e Tozzini (2009) e Tolmasquin e Pinto Junior (2011).

O critério da equidade se encontra baseado na medida de adequação das participações governamentais (*government take*), na neutralidade das tributações e na relação de risco/retorno associado à exploração dos recursos. Este critério enfatiza quanto a legislação e regulação utilizada é justificável e aceitável em repartir corretamente os riscos e retornos de cada regime (MANAF et al., 2016). Em outras palavras, se busca identificar se o nível de rentabilidade dos projetos de E&P está adequado ao risco exploratório e os custos característicos de E&P associados. Para este critério se utilizarão os estudos realizados por Bain e Tozzini (2009) e Alberta (2009), principalmente focados nos percentuais calculados da participação governamental, nível de neutralidade da estrutura fiscal e dos custos característicos de E&P considerados para cada país, que também consideram os riscos e os retornos associados.

O critério da certeza se concentra na estabilidade jurídica, política e regulatória de um determinado país e o seu respectivo nível de abertura e eficiência do ambiente de negócios de maneira geral. Segundo Alberta (2009), uma maneira eficiente de medir o nível do ambiente jurídico e econômico é através do índice EFI (*Economic Freedom Index*), medido pela agência independente Instituto Fraser desde a década de 70 até os dias atuais. Este índice busca avaliar as regulações e legislações existentes no tocante a sua contribuição para um ambiente de negócios aberto, transparente e eficiente, sem a presença de mudanças bruscas arbitrárias nas legislações e regulações (FRASER, 2017). Se englobaram neste critério todos os países pesquisados pelos estudos de Bain e Tozzini (2009), Alberta (2009), Nakhle (2008, 2015), Tolmasquin e Pinto Junior (2011) e Tordo et al. (2010).

A conveniência é representada por diversos itens relacionados a eficiência das regulações, tais como nível de progressividade das tributações e medidas de flexibilidade aplicadas de acordo com parâmetros específicos. A progressividade busca medir como a tributação é estruturada, sendo que regimes progressivos baseados na lucratividade dos investimentos tendem a atingir resultados mais eficientes que os sistemas regressivos baseados em royalties e receitas brutas (TORDO et al., 2010). Já a flexibilidade representa ter um sistema menos rígido com as empresas exploradoras, especialmente importante em situações de risco e condições operacionais específicas, tais como projetos *offshore*, campos maduros de baixa rentabilidade, riscos exploratórios e outros. Se englobaram neste critério os estudos realizados por Bain e Tozzini (2009), Nakhle (2008, 2015), Tolmasquin e Pinto Junior (2011) e Tordo et al. (2010).

O critério da economia busca quantificar os parâmetros de transparência e simplicidade do regime tributário e dos métodos de licitação e leilões dos blocos. Tordo et al. (2010) e Nakhle

(2015) argumentam que a transparência se refere aos critérios de seleção aplicados pelos governos às empresas exploradoras durante os processos de licitação de blocos, onde os objetivos e metas devem ser os mais equitativos e eficientes possíveis para garantir a lisura e a clareza do processo de seleção das ofertas vencedoras. O sucesso dos processos de licitação depende amplamente do comprometimento do governo quanto a transparência das regras e regulações aplicadas (NAKHLE, 2015). Já a simplicidade das regulações leva a uma redução dos custos administrativos associados a ambos os jogadores considerados, contribuindo para a eficiência econômica das regulações de maneira geral (NAKHLE, 2015). Para a quantificação deste critério, se utilizarão os estudos realizados por Bain e Tozzini (2009), Nakhle (2008, 2015), Tolmasquin e Pinto Junior (2011) e Tordo et al. (2010).

Apesar de algumas diferenças de conceitos e definições entre os autores, podem-se estabelecer seis critérios de avaliação englobados nos seguintes itens: (i) *government take*; (ii) nível de controle; (iii) equidade; (iv) certeza; (v) conveniência; (vi) economia. Os critérios foram estabelecidos para buscar o aumento da satisfação dos jogadores envolvidos, sendo que todos apresentam a mesma orientação de maximização dos benefícios gerados.

5.3.1.4 Ações ou Alternativas

O quarto passo do procedimento visa estabelecer os regimes regulatórios disponíveis atualmente como as ações ou alternativas possíveis a serem aplicadas. A escolha do regime de cada país busca encontrar a correta divisão da renda petrolífera gerada e impacta enormemente na atratividade de seus projetos de E&P de petróleo e gás (JOHNSTON, 1994). Conforme extensa revisão bibliográfica realizada se estabeleceram como os regimes como possíveis alternativas: (i) concessão; (ii) partilha de produção (PSC); (iii) contrato de serviços; (iv) *joint-venture* (BAIN; TOZZINI, 2009; CONSOLI, 2015; COIMBRA, 2013; LUCCHESI, 2011). De acordo com Daniel et al. (2008), diversos cuidados devem ser tomados no momento de comparar os regimes adotados pelos países, a saber: (i) problemas de interpretação e entendimento das regulações; (ii) aplicação e entendimento dos impostos indiretos às atividades; (iii) inconsistência entre as regras de investimentos e consideração de reduções e incentivos; (iv) interação entre os regimes de tributação entre o governo local e o governo da matriz das empresas exploradoras multinacionais.

A concessão é caracterizada pela adjudicação exclusiva de uma certa área e por um período específico de tempo para a exploração de recursos, implicando na transferência da propriedade dos recursos produzidos para as empresas exploradoras (BAIN; TOZZINI, 2009; JOHNSTON,

1994; TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011). Caselli (2012) argumenta que o regime de concessão normalmente representa uma forte estabilidade jurídico-regulatória, criando fortes incentivos ao investimento privado das empresas, mesmo com os riscos geológicos associados a qualquer projeto exploratório. Este regime apresenta usualmente um baixo nível de controle operacional e gerencial das atividades realizadas (BAIN; TOZZINI, 2009), onde o papel dos governos fica restrito a fiscalização e o monitoramento do cumprimento de regulações. Um elemento de destaque deste regime é que a forma mais comum de adjudicação das áreas é através de leilões públicos mistos em praticamente todos países que adotam o regime de Concessão (Brasil, Noruega, Estados Unidos, Rússia, Reino Unido). Os leilões públicos mistos são caracterizados como uma oferta financeira pela área licitada, além de incluir análise de parâmetros de capacidade técnica, comprometimento de investimentos específicos, trabalhos exploratórios mínimos e outras cláusulas (BAIN; TOZZINI, 2009). Nakhle (2015) e Tordo (2007) argumentam que os processos formais de leilões públicos têm como benefício o aumento da transparência na avaliação das propostas e menores problemas de favoritismos e corrupções.

O regime de partilha de produção (PSC) mantém a propriedade dos recursos nas mãos do Estado, sendo que a empresa exploradora somente recebe parte dos recursos produzidos como uma compensação pelos riscos e custos (JOHNSTON, 1994; BAIN; TOZZINI, 2009). No caso de sucesso na exploração e produção, as empresas exploradoras têm direito a restituição dos custos (óleo-custo), assim como uma parcela do lucro (óleo-lucro), sendo que estes percentuais de partilha podem variar de acordo a diversos fatores como riscos geológicos, comerciais, políticos e poder de barganha (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011). De maneira geral, a adoção do regime de partilha de produção é mais comum nos países com baixo desenvolvimento de instituições e pouco capazes de assegurar uma estabilidade jurídica e regulatória amadurecida, exemplo de países localizados na África, Ásia e Oriente Médio (GOMES, 2009; BAIN; TOZZINI, 2009). Na partilha de produção, os governos permanecem com a propriedade dos recursos, além de participar diretamente das atividades operacionais e gerenciais usualmente através da NOC (BAIN; TOZZINI, 2009), ou seja, as empresas exploradoras detêm de uma baixa autonomia e controle das decisões operacionais e gerenciais. Os contratos de partilha de produção são em geral mais complexos e onerosos para as empresas exploradoras e para os governos (JOHNSTON, 1994). Este regime exige do Estado e da NOC uma maior capacidade operacional, conhecimento técnico e gerencial para controlar adequadamente todas as atividades necessárias para o êxito na exploração e produção dos recursos (LUCCHESI, 2011), podendo aumentar os custos dos projetos de E&P.

O regime de contrato de serviços pode ser dividido em duas modalidades contratuais (com ou sem cláusulas de risco) característico de países com grandes reservas, nos quais as NOCs possuem praticamente o monopólio das atividades de E&P (BAIN; TOZZINI, 2009). Alguns exemplos são: Irã, Equador, Peru, México e Brasil (durante as décadas de 60, 70 e 80). As diferenças entre as duas modalidades se concentram no pagamento pelos serviços prestados, que no caso de um contrato sem risco se baseia em uma cobrança fixa e no caso dos contratos com risco nos lucros provenientes da produção dos recursos (JOHNSTON, 1994). No caso de que os riscos exploratórios sejam assumidos pelas empresas exploradoras, existe uma maior compensação da renda petrolífera (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011). O regime de serviços é mais aplicável em Estados que ainda detém o monopólio das atividades de E&P, onde as empresas exploradoras tem pouco ou nenhum acesso e são vistas somente como prestadoras de serviço (BAIN; TOZZINI, 2009). Segundo Johnston (1994) esta abordagem foi muito utilizada no passado por países importadores de hidrocarbonetos, onde o maior interesse do país era no recurso natural em específico, no caso petróleo e gás natural. Pode-se dizer que este tipo de regime perdeu importância no cenário internacional, já que busca atender parâmetros muito específicos, cedendo espaço aos regime de concessão e partilha (BAIN; TOZZINI, 2009).

O regime de *joint-venture*, também conhecido como associação, consiste na formação de uma nova empresa com um propósito específico ou por intermédio de um contrato específico, sendo que o percentual do Estado, através da NOC, pode ser bem variado (CONSOLI, 2015; BAIN; TOZZINI, 2009). Diferentemente do regime de partilha, neste caso não existe a figura do custo em óleo (*oil-cost*) ou do excedente em óleo (*profit-oil*), já que a NOC também assume uma parte dos custos e dos riscos exploratórios (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011). Segundo Johnston (1994), este tipo de regime pode ser uma ferramenta das empresas estatais, para diversificar seus investimentos e melhor distribuir os riscos exploratórios com outras empresas associados às atividades de exploração.

O quadro 2 traz o resumo das quatro primeiras etapas da fase preliminar do procedimento para resolução do problema multicritério proposto por Almeida et al. (2015).

Quadro 2 - Resumo da fase preliminar do problema (2 jogadores)

<u>Jogadores</u>	<u>Objetivos</u>	<u>Critérios</u>	<u>Alternativas</u>
Governos locais	Participação Governamental (<i>government take</i>)	<i>Government take</i>	Concessão
Empresas exploradoras	Controle governamental	Nível de Controle	Partilha de Produção
	Rentabilidade adequada com os riscos e os custos envolvidos	Equidade	Contrato de Serviços
	Estabilidade jurídico-regulatória do país	Certeza	<i>Joint-venture</i>
	Progressividade e flexibilidade da tributação	Conveniência	
	Transparência e simplicidade das licitações e da tributação	Economia	

5.3.2 Fase Intermediária: Escolha do modelo, avaliação dos critérios e dos pesos

A segunda fase do procedimento proposto por Almeida et al. (2015) começa com o quinto passo caracterizado pela escolha do modelo a ser utilizado. Neste caso, será utilizado o modelo proposto por Leoneti (2016) que visa mesclar uma abordagem multicritério conhecida como função de utilidade (UF) com a teoria dos jogos e Equilíbrio de Nash. Este modelo consiste na utilização da função de utilidade (UF) para modelar problemas multicritérios complexos de decisões em grupos como jogos de negociação, avaliando os conflitos existentes através de uma abordagem estratégica, considerando as diferentes preferências dos jogadores e encontrando soluções de equilíbrio para determinar a “melhor” ação para o grupo (LEONETI, 2016). O modelo proposto por Leoneti (2016) é responsável por englobar a todos os passos necessários da fase intermediária do procedimento multicritério proposto por Almeida et al. (2015): (i) escolha do modelo; (ii) avaliação dos critérios; (iii) avaliação dos pesos relativos propostos.

As etapas principais referentes ao método proposto por Leoneti (2016) são realizadas em conjunto com esta fase intermediária do procedimento, sendo possível dividi-lo em quatro etapas: (i) identificação dos critérios ou atributos específicos do jogo (*government take*, nível de controle, equidade, certeza, conveniência, economia) como colunas e as alternativas possíveis (concessão, partilha de produção, contrato de serviços, *joint-venture*) como linhas, gerando a matriz de decisão; (ii) cálculo das projeções escalares, Alternativa Ideal e das preferências da função de utilidade (UF) para os dois jogadores envolvidos neste problema; (iii) geração da matriz de pagamento (*payoff*) de acordo com os valores calculados pela função de utilidade (UF); (iv) incorporação dos pesos ponderados específicos de cada jogador envolvido na matriz de decisão e utilização da Teoria de Jogos e técnicas de busca de soluções de equilíbrio para geração da matriz final da função de pagamento (*payoff*).

5.3.2.1 Primeira etapa: Geração da matriz de decisão

A matriz de decisão foi gerada a partir de uma extensa revisão bibliográfica para a caracterização dos seis critérios e das quatro alternativas possíveis. A quantificação dos critérios em relação as alternativas é algo bastante desafiante, pois é necessário comparar, quantificar e qualificar relativamente quanto cada alternativa equivale de acordo com o critério utilizado. Esta quantificação busca encontrar um valor de preferência de uma alternativa em relação as outras, onde cada critério representa a maximização dos benefícios. Existem diversas limitações quando se trata de realizar uma comparação e quantificação entre os regimes alternativos, a saber: (i) dificuldade na quantificação do risco geológico e do potencial de produção de um determinado reservatório tornando difícil analisar se os percentuais de *government take* são adequados, ou seja, como garantir que os tributos cobrados por projetos de E&P não-exitosos não inviabilizem futuros investimentos; (ii) diferenças no método de apropriação dos custos e despesas referentes às fases de E&P antes do pagamento dos tributos; (iii) dificuldade de medição dos riscos políticos e jurídicos dos países referentes aos riscos de se fazer negócios e investimentos em determinado país; (iv) presença de variáveis qualitativas e subjetivas de difícil mensuração (BAIN; TOZZINI, 2009; ALBERTA, 2009; DANIEL et al., 2008).

Diversos autores se dedicaram a realizar estudos de comparação de diversas variáveis tais como participação governamental (*government take*), rentabilidade dos projetos, grau de envolvimento dos governos nas atividades, transparência, indicadores de segurança jurídica e outros em relação ao regime utilizado. Se destacam os estudos realizados por Bain e Tozzini (2009), Alberta (2009) e Tolmasquin e Pinto Junior (2011), que são bastante extensos e detalhados. Estes estudos serão extensivamente utilizados para a avaliação dos critérios e alternativas e consequente para a geração da matriz de decisão, conforme quadro 4 a seguir. Outros estudos realizados por Nakhle (2008, 2015) e Tordo et al. (2010) apresentam informações mais generalizadas e também importantes e relevantes para a correta avaliação dos critérios e das alternativas. Todos os estudos mencionados anteriormente visam auxiliar na correta avaliação dos regimes regulatórios utilizados por cada país de acordo com os seis critérios selecionados. No quadro 3, encontram-se os trabalhos e os estudos considerados para a catalogação e caracterização de cada um dos critérios de avaliação.

Quadro 3 - Bibliografia utilizada para catalogação e caracterização de cada critério

	<i>Government take</i>	Nível de Controle	Equidade	Certeza	Conveniência	Economia
Bain e Tozzini (2009)	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Alberta (2009)	✓		✓	✓		
Nakhle (2008, 2015)				✓	✓	✓
Tolmasquin e Pinto Junior (2011)		✓		✓	✓	✓
Tordo et al. (2010)				✓	✓	✓

A metodologia de catalogação dos dados utilizará de uma escala tipo Likert estendida de 1 a 9 para avaliação dos critérios, sendo que o valor de 9 é atribuído ao país com maior classificação neste critério (*benchmarking*) e o valor 1 é atribuído ao país com a menor classificação. Todos os outros valores serão calculados de forma proporcional ao *benchmarking* e ao país de menor classificação. Os critérios de *government take*, equidade e certeza foram baseados em itens mais quantitativos de acordo com os estudos considerados. Porém, os critérios de nível de controle, conveniência e economia foram calculados de acordo com os elementos positivos e negativos de suas regulações, que se encontram mais bem detalhados no Apêndice A.

5.3.2.1.1 Matriz de decisão gerada a partir de Bain e Tozzini (2009)

Este estudo foi realizado de acordo com a comparação de onze países com, pelo menos, um representante de cada regime regulatório e pode ser visualizado no quadro 4. Dos onze países considerados, seis deles foram selecionados por estarem posicionados entre os líderes globais de reservas e produção de petróleo e gás (Arábia Saudita, Venezuela, Rússia, Estados Unidos, Emirados Árabes, Nigéria). Além destes seis países, outros cinco países foram selecionados por serem de casos especiais que merecem melhor detalhamento, a saber: (i) Noruega, maior produtor da Europa e líder em tecnologia *offshore*; (ii) Indonésia, uma das indústrias petrolíferas mais antigas do mundo e país referência na adoção da partilha de produção (PSC); (iii) Angola, recente caso de sucesso na implementação do regime de partilha de produção (PSC) em campos *offshore* com consequente aumento de produção nos últimos anos; (iv) México, segundo maior produtor de petróleo e gás da América Latina e país referência na adoção do regime de serviços; e (v) Brasil, recente sucesso na exploração e produção de petróleo e gás em campos *offshore*.

Quadro 4 - Matriz de decisão gerada a partir de Bain e Tozzini (2009)

País	Regime	<i>Government take</i>	Nível de Controle	Equidade	Certeza	Conveniência	Economia
Brasil ³¹	Concessão	2,9	4,7	8,8	6,1	3,7	6,2
Estados Unidos	Concessão	1,0	1,0	9,0	8,6	6,3	7,1
Emirados Árabes	Concessão	5,2	5,9	6,6	9,0	4,6	3,4
Noruega	Concessão	4,1	3,5	7,1	8,2	9,0	9,0
Rússia	Concessão	5,9	4,7	3,6	6,7	5,0	4,3
Angola	Partilha	7,1	7,6	4,1	4,1	5,4	2,9
Indonésia	Partilha	7,4	7,2	1,8	7,4	6,3	4,0
Nigéria	Partilha	3,6	7,8	8,8	6,4	4,7	3,4
México ³²	Serviços	N/A	8,4	N/A	7,1	3,2	2,5
Arábia Saudita ³²	Serviços	N/A	8,4	N/A	7,2	1,0	3,0
Venezuela	<i>Joint-venture</i>	9,0	9,0	1,0	1,0	1,9	1,0

O critério do *government take* considerou os valores da participação governamental para um preço de petróleo no mercado internacional de US\$50. O *benchmarking* neste critério foi a Venezuela pelo elevado valor da participação governamental nos projetos de E&P, sendo o valor igual a 91% (BAIN; TOZZINI, 2009) e igual ao intervalo de 88% a 91% (ALBERTA, 2009), ambos estudos considerando o preço internacional do petróleo igual a US\$50. Bain e Tozzini (2009) definem que a rentabilidade para as empresas exploradoras neste caso é praticamente insuficiente com este nível de *government take*, considerando-se o cenário de projetos de E&P em campos *offshore* e preço do petróleo igual a US\$50. O *benchmarking* do critério do nível de controle também foi a Venezuela por apresentar quatro elementos positivos e nenhum negativo, a saber: (i) elevado controle da NOC (PDVSA) nas atividades gerenciais e operacionais realizadas; (ii) obrigatoriedade da participação governamental de um mínimo de 60% nos projetos; (iii) controle do nível de produção dos recursos está nas mãos do Estado e da NOC; (iv) políticas agressivas de conteúdo local de equipamentos, serviços e mão-de-obra.

O terceiro critério, equidade, foi um item quantitativo calculado a partir da margem de lucro, o custo característico de E&P, dois fatores de medida da estrutura fiscal de cada país e o preço do petróleo no mercado internacional (arbitrado em US\$50). Os custos característicos de E&P de cada país também se encontram disponíveis no estudo realizado por Bain e Tozzini (2009). Os fatores de medida da estrutura fiscal de cada país se dividem em: (i) Fator de Regressividade

³¹ Para este estudo realizado em 2009, foram consideradas somente as regras e regulações referentes às dez primeiras Rodadas de Licitações do regime de Concessão.

³² O estudo de Bain e Tozzini (2009) não menciona os valores do *government take* do México e Arábia Saudita já que as características dos contratos de serviços são bastante singulares a cada contrato assinado.

(FR), fator aproximado dos impostos e tributos que incidem nas receitas brutas; (ii) Fator de Progressividade (FP), fator aproximado dos impostos e tributos sobre os lucros obtidos. A seguir se encontra a fórmula (9) utilizada neste cálculo.

$$\text{Margem de Lucro} = [\text{Preço} * (1 - FR) - \text{Custos E\&P}] * (1 - FP) \quad (9)$$

O *benchmarking* considerado foram os Estados Unidos por apresentar a maior margem de lucro dentre todos os países pesquisados, igual a US\$19,14/bbl. Pode-se destacar também os elevados valores encontrados para o Brasil e Nigéria, que apresentam comparativamente maior nível de impostos e tributos do que os Estados Unidos porém compensam relativamente com custos mais baixos de E&P. O critério da certeza incorpora o índice EFI (*Economic Freedom Index*), medido pela agência independente Instituto Fraser no ano de 2016³³. Este critério também utilizará de uma Escala Likert estendida de 1 a 9, sendo que o valor de 9 é atribuído ao país com maior classificação neste critério (*benchmarking*), neste caso Emirados Árabes com um valor EFI igual a 7,98, e o valor 1 é atribuído ao país com a menor classificação, neste caso Venezuela com um valor EFI igual a 3,29.

Os critérios de conveniência e de economia, assim como o critério do nível de controle, foram considerados de acordo ao número de elementos positivos e negativos de suas legislações e regulações. O *benchmarking* do critério de conveniência foi a Noruega por apresentar três elementos positivos e um negativo. Os elementos positivos identificados foram: (i) regime de tributação neutra e progressiva com impostos bastante concentrados nos lucros obtidos; (ii) forte suporte do governo local em políticas de incentivo de investimentos das empresas exploradoras em tecnologia e inovação; (iii) mecanismos tributários flexíveis de incentivo ao investimento em novos blocos e em campos mais maduros e de baixa produção. E o elemento negativo foi a elaboração de um plano de exploração e produção detalhado, que deve ser cumprido integralmente pela empresa com riscos de retorno do bloco licitado ao governo. No critério de economia, o *benchmarking* também foi a Noruega por apresentar três elementos positivos e nenhum elemento negativo, a saber: (i) instrumentos tributários e fiscais bastante simplificados e concisos; (ii) elevada transparência das licitações de novos blocos de exploratórios; (iii) leilões públicos abertos de outorga discricionários, sendo que os parâmetros técnicos são os mais relevantes.

³³ Valores mais atualizados do índice EFI para o ano de 2018 podem ser encontrados no site do Instituto Fraser: www.fraserinstitute.org/studies/economic-freedom-of-the-world-2016-annual-report.

5.3.2.1.2 Matriz de decisão gerada a partir de Alberta (2009)

O quadro 5 a seguir apresenta a avaliação dos critérios de *government take*, equidade e certeza baseado no estudo realizado por Alberta (2009). O principal objetivo deste estudo foi comparar a legislação e a regulação aplicada no estado de Alberta (Canadá) em relação a outros países significantes na indústria mundial de recursos petrolíferos. Os outros quinze países foram selecionados devido a sua relativa importância no nível de reservas e produção de petróleo e gás natural, representando cerca de 77% da produção mundial de petróleo (BP, 2017).

Quadro 5 - Matriz de decisão gerada a partir de Alberta (2009)

	Regime	<i>Government take</i>	Nível de Controle	Equidade	Certeza	Conveniência	Economia
Brasil ³⁴	Concessão	4,2	N/A	7,9	6,1	N/A	N/A
Estados Unidos	Concessão	1,0	N/A	9,0	8,6	N/A	N/A
Noruega	Concessão	7,5	N/A	4,3	8,2	N/A	N/A
Emirados Árabes	Concessão	5,7	N/A	3,1	9,0	N/A	N/A
Rússia	Concessão	7,9	N/A	4,5	6,7	N/A	N/A
Canadá	Concessão	5,3	N/A	7,5	9,0	N/A	N/A
Angola	Partilha	4,5	N/A	8,0	4,1	N/A	N/A
Indonésia	Partilha	5,8	N/A	4,3	7,4	N/A	N/A
Nigéria	Partilha	4,5	N/A	8,4	6,4	N/A	N/A
Argélia	Partilha	5,9	N/A	5,6	4,2	N/A	N/A
China	Partilha	5,9	N/A	3,6	6,4	N/A	N/A
Cazaquistão	Partilha	7,5	N/A	5,2	7,9	N/A	N/A
Irã	Serviços	9,0	N/A	2,0	4,4	N/A	N/A
Kuwait	Serviços	7,8	N/A	3,3	7,6	N/A	N/A
Arábia Saudita	Serviços	7,8	N/A	3,3	7,2	N/A	N/A
Venezuela	<i>Joint-venture</i>	8,5	N/A	1,0	1,0	N/A	N/A

O estudo realizado por Alberta (2009) é bastante significativo nos critérios mais quantitativos de *government take*, equidade e certeza, onde ambos seguem a mesma metodologia de avaliação adotada no estudo anterior. Para o valor final do *government take*, se considerou uma média dos intervalos de valores apresentados neste estudo. Com relação a equidade, cabe-se destacar que a fórmula (9) foi a mesma anteriormente utilizada, porém com os dados de participação governamental e custos característicos de E&P descritos neste estudo. O país *benchmarking* foi novamente os Estados Unidos, principalmente em razão dos baixos percentuais de *government*

³⁴ Para este estudo realizado em 2009, foram consideradas somente as regras e regulações referentes às dez primeiras rodadas de licitações utilizando-se o regime de concessão.

take. No critério da certeza, cabe-se ressaltar que os países *benchmarking* são Canadá e Emirados Árabes e que a Venezuela é o país com a menor classificação.

5.3.2.1.3 Matriz de decisão gerada a partir de Nakhle (2008, 2015)

Os estudos realizados por Nakhle (2008, 2015) buscam descrever os regimes aplicados em diversos países a partir de uma análise mais qualitativa. Os países selecionados para ambos os estudos foram: Reino Unido, Austrália, Noruega, Israel, Chipre, Líbano, China, Indonésia e Iraque. Pode-se notar que nenhum dos países pesquisados utiliza o regime de *joint-venture*. Estes estudos são importantes para avaliar a critérios mais qualitativos da conveniência e da economia nestes países e buscar estabelecer certas peculiaridades aos regimes implementados nestes países. Assim como nas avaliações anteriores será utilizada uma Escala Likert estendida.

O estudo de Nakhle (2008) selecionou três países de referência no regime de concessão (Austrália, Noruega e Reino Unido), além de três países com distintos regimes contratuais, a saber: (i) China e Indonésia (partilha de produção); (ii) Iraque (contrato de serviços). Os países foram selecionados devido a sua referência e importância relativa na indústria petrolífera, além de adotarem os mesmos regimes ao longo de um elevado período de tempo. Já o estudo de Nakhle (2015) apresenta uma análise das escolhas realizadas pelo Líbano, em relação aos seus vizinhos Chipre e Israel. Apesar de não serem países significativos no cenário petrolífero mundial, ambos países são casos contemporâneos de novos desenhos de seus arcabouços regulatórios e definição dos melhores parâmetros fiscais, sendo adequado a inclusão deste estudo na avaliação de seus recentes regimes regulatórios.

Quadro 6 - Matriz de decisão gerada a partir de Nakhle (2008, 2015)

	Regime	<i>Government take</i>	Nível de Controle	Equidade	Certeza	Conveniência	Economia
Reino Unido	Concessão	N/A	N/A	N/A	8,9	7,9	7,1
Austrália	Concessão	N/A	N/A	N/A	8,9	6,7	6,2
Noruega	Concessão	N/A	N/A	N/A	8,2	9,0	9,0
Israel	Concessão	N/A	N/A	N/A	8,0	1,0	2,7
Chipre	Partilha	N/A	N/A	N/A	7,9	5,6	6,2
Líbano	Partilha	N/A	N/A	N/A	7,4	4,4	5,3
China	Partilha	N/A	N/A	N/A	6,4	3,3	1,9
Indonésia	Partilha	N/A	N/A	N/A	7,4	6,1	1,0
Iraque	Serviços	N/A	N/A	N/A	N/A	3,3	4,5

O critério da Certeza segue a mesma metodologia aplicada nos estudos anteriores a partir do Índice EFI (*Economic Freedom Index*), calculado pela agência independente Instituto Fraser.

Cabe-se ressaltar que o Iraque não está catalogado na base de dados do Instituto Fraser e não dispõe de um valor do Índice EFI, portanto não será considerado neste critério.

O *benchmarking* encontrado na avaliação do critério de conveniência foi novamente a Noruega, sendo encontradas três características positivas e nenhuma negativa. Os três elementos positivos encontrados foram os seguintes: (i) regime progressivo de tributação com concentração dos impostos nos lucros obtidos; (ii) eliminação dos royalties sobre a receita bruta a partir das licenças concedidas a partir de 1986; (iii) flexibilidade na dedução de diversos custos e despesas, tais como custos exploratórios, despesas relativas ao abandono de poços, recuperações secundárias e outros. A Noruega também foi o país *benchmarking* no critério da economia com dois elementos positivos e nenhum negativo, a saber: (i) simplicidade dos regimes tributários e fiscais de maneira geral; (ii) elevada transparência dos critérios e parâmetros utilizados na definição dos vencedores nas licitações de blocos exploratórios.

5.3.2.1.4 Matriz de decisão gerada a partir de Tolmasquin e Pinto Junior (2011)

Tolmasquin e Pinto Junior (2011) buscam estudar aspectos da evolução histórica dos marcos regulatórios utilizados, panorama geral da indústria e características específicas de diversos países a partir de uma análise com critérios mais qualitativos. Os países selecionados foram: Argélia, Angola, Azerbaijão, Brasil, Cazaquistão, Colômbia, Indonésia, Irã, Líbia, Noruega e Venezuela. Pode-se observar que os países selecionados representam praticamente todos os tipos de regimes regulatórios utilizados atualmente no mundo. Os resultados podem ser visualizados no quadro 7.

Quadro 7 - Matriz de decisão gerada a partir de Tolmasquin e Pinto Junior (2011)

	Regime	Government take	Nível de Controle	Equidade	Certeza	Conveniência	Economia
Noruega	Concessão	N/A	5,0	N/A	9,0	9,0	9,0
Brasil	Concessão	N/A	4,2	N/A	6,6	3,8	5,8
Colômbia	Concessão	N/A	1,0	N/A	7,0	7,2	6,3
Argélia	Concessão	N/A	2,3	N/A	4,5	2,8	4,2
Angola	Partilha	N/A	6,3	N/A	4,4	4,0	2,6
Indonésia	Partilha	N/A	6,9	N/A	8,1	5,8	5,0
Líbia	Partilha	N/A	6,3	N/A	3,4	3,7	2,2
Cazaquistão	Partilha	N/A	5,0	N/A	8,7	4,6	2,9
Azerbaijão	Partilha	N/A	3,7	N/A	7,2	5,4	3,9
Irã	Serviços	N/A	7,7	N/A	4,8	2,8	1,8
Venezuela	<i>Joint-venture</i>	N/A	9,0	N/A	1,0	1,0	1,0

O critério do nível de controle governamental foi mensurado de acordo com o número de elementos positivos e negativos de seus regimes. O *benchmarking* encontrado foi a Venezuela por apresentar três elementos positivos e nenhum negativo, a saber: (i) elevado controle e intervenção do Estado através da NOC (PDVSA) nas atividades operacionais realizadas; (ii) obrigatoriedade da participação governamental, sempre maior que 50% em qualquer contrato com empresas exploradoras privadas; (iii) Controle do nível de produção de petróleo e gás natural através da NOC e de outras instituições do Estado.

O critério da certeza segue a mesma metodologia aplicada nos estudos anteriores a partir do Índice EFI (*Economic Freedom Index*), sendo o país *benchmarking* dentre os onze países estudados a Noruega. No quarto critério de conveniência, a empresa com maior classificação também foi a Noruega por apresentar três elementos positivos e um negativo. Os elementos positivos identificados foram: (i) regime tributário flexível onde os compromissos, termos fiscais e oferta de áreas são balanceados de acordo com a região de exploração; (ii) política industrial governamental com foco no desenvolvimento e capacitação de recursos humanos e geração de tecnologia e inovação; (iii) regime de tributação mais progressivo com impostos concentrados nos lucros e possibilidade de dedução de custos associados a exploração, operação, pesquisa e desenvolvimento, despesas de descomissionamento e custos financeiros. O elemento negativo se refere ao plano de exploração e produção que deve ser bastante detalhado e rigorosamente submetido e seguido pelas empresas exploradoras.

No critério de economia, o *benchmarking* novamente foi a Noruega por apresentar três elementos positivos e nenhum negativo, a saber: (i) NOC (Statoil) compete em condições de igualdade com as outras empresas durante as rodadas de licitação de novos blocos exploratórios e outorga de licenças; (ii) processo de concessão das licenças deve ser realizado com base em critérios imparciais, objetivos, não discriminatórios e públicos; (iii) elevada transparência das licitações discricionárias realizadas pela competição do melhor projeto técnico-econômico.

5.3.2.1.5 Matriz de decisão gerada a partir de Tordo et al. (2010)

O último estudo considerado foi realizado por Tordo et al. (2010) e visa descrever as características específicas dos regimes de acordo com os critérios da certeza, conveniência e economia dos seguintes países selecionados: Austrália, Reino Unido, Estados Unidos, Brasil, Iêmen e México. Os países selecionados por este estudo foram considerados pelos autores como exemplos bastante significativos e relevantes na indústria petrolífera mundial de seus

respectivos regimes. Pode-se visualizar que nenhum dos países pesquisados utiliza o regime de *joint-venture*.

Quadro 8 - Matriz de decisão gerada a partir de Tordo et al. (2010)

	Regime	Government take	Nível de Controle	Equidade	Certeza	Conveni ência	Econo mia
Austrália	Concessão	N/A	N/A	N/A	8,9	6,3	6,3
Reino Unido	Concessão	N/A	N/A	N/A	8,9	9,0	9,0
Estados Unidos	Concessão	N/A	N/A	N/A	8,6	5,7	7,7
Brasil	Concessão	N/A	N/A	N/A	6,1	3,7	5,0
Iêmen	Partilha	N/A	N/A	N/A	6,4	5,0	6,3
México	Serviços	N/A	N/A	N/A	7,1	1,0	1,0

Pode ser observado no quadro anterior que o *benchmarking* encontrado foi o Reino Unido, sendo que se encontraram três características positivas e nenhuma negativa. O regime de concessão aplicado no Reino Unido apresentou os seguintes aspectos positivos: (i) progressividade do regime de tributação com impostos concentrados nos lucros, com a eliminação dos royalties em alguns blocos licitados a partir de 2002; (ii) flexibilidade nas tributações e incentivos fiscais de acordo com situações operacionais; (iii) divisão dos novos blocos exploratórios com características flexíveis de acordo com riscos geológicos e capacidade de retorno de investimentos estimados.

No critério de economia se identificou que o país *benchmarking* foi novamente o Reino Unido com três elementos positivos e nenhum negativo, a saber: (i) sistema de leilões públicos e abertos utilizando-se critérios técnicos e comerciais para julgamento das propostas, tais como plano de desenvolvimento de E&P; (ii) simplicidade nas regulações e tributações de maneira geral; (iii) elevada transparência dos processos licitatórios.

5.3.2.1.6 Matriz de decisão agrupada

A matriz de decisão agrupada da tabela 11 utiliza a métrica da mediana como medida de centralidade das amostras para englobar aos resultados obtidos nos estudos anteriores. Não foi considerado nenhum peso relativo, ou seja, cada país tem o mesmo peso no valor considerado para a matriz de decisão agrupada.

Tabela 11 - Matriz de decisão utilizando-se a mediana como centralidade

	<i>Government take</i>	Nível de Controle	Equidade	Certeza	Conveniência	Economia
Concessão	4,7	4,2	7,1	8,4	6,3	6,3
Partilha	5,9	6,6	5,2	6,8	5,0	3,4
Serviços	7,8	8,4	3,3	5,9	1,9	2,5
Joint-venture	8,7	9,0	1,0	1,0	1,0	1,0

5.3.2.2 Segunda etapa: Cálculo da função de utilidade (UF)

Para o cálculo da função de utilidade (UF), é necessário primeiramente calcular as projeções escalares (α_{xy}) segundo a fórmula (1) e a *Pairwise Comparison Function* ou Função de Comparação Emparelhada PCF ($\varphi_{(x,y)}$) segundo a fórmula (2). Ambos valores serão utilizados para o cálculo da Função de Utilidade (UF), para geração das tabelas de pagamento para os jogadores segundo uma estimativa da medida de “satisfação” para todas as estratégias no conjunto de ações. O valor do PCF $\varphi_{(x,y)}$ sempre assume valores entre zero e 1 ($0 \leq \varphi_{(x,y)} \leq 1$), sendo que quanto maior o valor, mais semelhantes são as alternativas consideradas. Porém, antes de se prosseguir com o cálculo da Função de Utilidade (UF) é necessário incorporar um coeficiente de ajuste conhecido como *Adjusted Pairwise Comparison Function* ou Função de Comparação Emparelhada Ajustada (APCF). O coeficiente APCF é encontrado a partir do uso da Alternativa Ideal (IA), representada pelo maior valor de cada critério dentre todas as alternativas. A Alternativa Ideal (IA) é incorporada na modelagem para o cálculo da projeção escalar das alternativas em relação a IA e utilizada para ajustar o valor do PCF.

Tabela 12 - Matriz de decisão com incorporação da Alternativa Ideal (IA)

	<i>Government take</i>	Nível de Controle	Equidade	Certeza	Conveniência	Economia
Concessão	4,7	4,2	7,1	8,4	6,3	6,3
Partilha	5,9	6,6	5,2	6,8	5,0	3,4
Serviços	7,8	8,4	3,3	5,9	1,9	2,5
Joint-venture	8,7	9,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Alternativa Ideal (IA)	8,7	9,0	7,1	8,4	6,3	6,3

O novo valor do PCF ($\varphi'_{(x,y)}$) é encontrado a partir das fórmulas (3), (4) e (5). Os novos itens calculados são: (i) os novos valores das Projeções Escalares entre as alternativas e a Alternativa Ideal (α_{xIA}); (ii) a Norma da Alternativa Ideal ($\|IA\|$); (iii) os ângulos formados entre as alternativas e a Alternativa Ideal (θ_{xIA}). A incorporação da Alternativa Ideal (IA) e do

coeficiente de APCF ($\varphi_{(y,IA)}$) garantem a adequação necessária do novo valor do PCF ($\varphi'_{(x,y)}$). Na tabela 13 é possível visualizar aos novos valores do PCF.

Tabela 13 - Matriz dos resultados dos novos valores do PCF (φ')

Novos Valores do PCF (φ')							
$\varphi'(A1,A1)$	0,743	$\varphi'(A2,A1)$	0,597	$\varphi'(A3,A1)$	0,435	$\varphi'(A4,A1)$	0,180
$\varphi'(A1,A2)$	0,634	$\varphi'(A2,A2)$	0,717	$\varphi'(A3,A2)$	0,634	$\varphi'(A4,A2)$	0,376
$\varphi'(A1,A3)$	0,484	$\varphi'(A2,A3)$	0,573	$\varphi'(A3,A3)$	0,646	$\varphi'(A4,A3)$	0,492
$\varphi'(A1,A4)$	0,144	$\varphi'(A2,A4)$	0,245	$\varphi'(A3,A4)$	0,354	$\varphi'(A4,A4)$	0,400

5.3.2.3 Terceira etapa: Cálculo da Matriz de Pagamentos (*payoff*)

Com os novos valores do PCF ($\varphi'_{(x,y)}$) é possível calcular a função de utilidade (UF) segundo a fórmula (6). A função de utilidade (UF) é calculada a partir dos novos valores do PCF em relação a Alternativa Ideal além do valor do PCF de acordo com o número de jogadores (n). A utilização da função de utilidade (UF) gera as tabelas de pagamentos (*payoff*) segundo uma estimativa da medida de “satisfação” para todas as estratégias no conjunto de ações. A seguir na tabela 14, pode-se observar a matriz de pagamentos (*payoff*) resultante ainda sem a consideração de pesos relativos de cada um dos jogadores em específico. De maneira geral, os resultados encontrados podem apresentar alguns indícios preliminares. A alternativa inicial com maior pagamento em questão é a A1, sendo que a melhor estratégia seria mantê-la (Estratégia I). Já, se as escolhas iniciais forem A2, A3 ou A4, a melhor estratégia seria também mantê-las em quase todos os cenários considerados (Estratégias II e III). Vale destacar que a Alternativa A2 apresenta também elevados pagamentos para a estratégia de manutenção da escolha efetuada (Estratégia I). Os menores pagamentos foram encontrados para a alternativa A4, seja na manutenção (I) ou na troca para outras alternativas (II e III).

Tabela 14 - Matriz de pagamentos (*payoff*)

Ação Inicial Jogador 1	Ação oferecida por outro jogador	$\pi(x,y)$
A1	A1	0,552
A2	A1	0,428
A3	A1	0,281
A4	A1	0,072
A1	A2	0,471
A2	A2	0,514
A3	A2	0,409
A4	A2	0,150
A1	A3	0,360
A2	A3	0,411
A3	A3	0,417
A4	A3	0,197
A1	A4	0,107
A2	A4	0,175
A3	A4	0,228
A4	A4	0,160

5.3.2.4 Quarta etapa: Teoria de Jogos aplicada a decisões em grupo

Neste processo de decisão em questão existem dois jogadores identificados (governos locais e empresas exploradoras) com objetivos bastante antagônicos. Como estes processos de decisão lidam com dois jogadores é necessário aplicar algumas técnicas de análise multicritério (MCDM) em grupo, conhecidos na literatura como GMCDM. Cada jogador tem suas próprias preferências expressas através da importância relativa destes critérios condensados nos pesos ponderados (BELTON; STEWART, 2002). A ponderação relativa dos pesos (WVs) é uma característica fundamental dos problemas em grupo, pois cada indivíduo tem suas próprias prioridades sobre cada um dos critérios (LEONETI, 2016). A estrutura de um problema multicritério em grupo (GMCDM) é alterada com a incorporação dos pesos ponderados (WVs) relativos a cada jogador. Esta nova matriz gerada, conhecida como matriz de decisão em grupo (GDM), será formada pela multiplicação da matriz de decisão final e dos pesos ponderados dos jogadores considerados, sendo responsável por incorporar a ponderação das preferências de acordo com os pesos relativos (WVs) de cada jogador. Segundo o método ROC proposto por Barron e Barrett (1996), pode-se atribuir uma ordem de ranqueamento quando os pesos ponderados corretos são indeterminados ou não conhecidos. No caso de seis critérios ($i=6$), utilizando-se a fórmula (8), os valores dos pesos ponderados relativos são: $\omega_1 = 0,408$; $\omega_2 = 0,242$; $\omega_3 = 0,158$; $\omega_4 = 0,130$; $\omega_5 = 0,061$; $\omega_6 = 0,028$. O critério mais importante de cada jogador será multiplicado pelo valor de ω_1 , o segundo critério mais importante será

multiplicado por ω_2 , e assim por diante até o sexto critério. Se utilizou de extensa revisão bibliográfica para arbitrar a ordem de preferência segundo o quadro 9 a seguir.

Quadro 9 - Ordem de preferência de cada jogador (P1 e P2)

	Governos Locais (P1)	Empresas Exploradoras (P2)
1º	<i>Government take</i>	Equidade
2º	Nível de Controle	Certeza
3º	Equidade	Conveniência
4º	Economia	Economia
5º	Conveniência	<i>Government take</i>
6º	Certeza	Nível de Controle

Portanto, com os resultados obtidos na matriz de decisão em grupo final, os pesos ponderados relativos calculados através do método ROC e a ordem das preferências de cada jogador, pode-se chegar ao resultado final das matrizes de pagamentos (*payoff*) de cada jogador. Estas matrizes indicam as recompensas específicas de cada jogador, em relação a cada uma das alternativas disponíveis, e podem ser melhor visualizadas na tabela 15 e na figura 24.

Tabela 15 - Matriz de Pagamento (*payoff*) de cada jogador (P1 e P2)

Jogador P1 = Governos locais					Jogador P2 = Empresas Exploradoras				
	A1	A2	A3	A4		A1	A2	A3	A4
A1	0,303	0,299	0,260	0,219	A1	0,972	0,556	0,278	0,025
A2	0,323	0,471	0,445	0,400	A2	0,551	0,556	0,278	0,025
A3	0,315	0,459	0,710	0,663	A3	0,255	0,264	0,262	0,023
A4	0,299	0,435	0,673	0,758	A4	0,013	0,014	0,015	0,014

Figura 24 - Gráfico da matriz de pagamento (*payoff*) de cada jogador (P1 e P2)

5.3.3 Fase Final: Avaliação das alternativas e análise dos resultados obtidos

A fase final do procedimento tem o objetivo de avaliar e analisar as alternativas consideradas conforme os resultados da modelagem. Segundo Araujo e Leoneti (2017a), os resultados

obtidos para cada jogador é bastante diferente, onde os governos locais (P1) apresentam uma melhor uniformidade entre os pagamentos, porém mais concentrados nas alternativas A3 (Serviços) e A4 (*joint-venture*). Já as empresas exploradoras (P2) apresentaram seus melhores pagamentos altamente concentrados na alternativa A1 (Concessão). Estes dados encontrados representam razoavelmente a situação do problema real, uma vez que os governos locais normalmente não preferem o regime de Concessão em relação aos outros regimes considerados. Já o resultado esperado para as empresas exploradoras é a preferência do regime de Concessão em relação a qualquer outro regime, assim como representado nos resultados obtidos na modelagem (ARAÚJO; LEONETI, 2017a).

O foco principal da modelagem é a obtenção de alternativa adequadas para obter a máxima “satisfação” possível dos jogadores envolvidos neste jogo de negociação. A técnica do equilíbrio de Nash foi utilizada e pode ser visualizada na figura 25 a seguir.

Figura 25 - Equilíbrio de Nash aplicado nos pagamentos (*payoff*) de cada jogador

		Jogador P2															
		A1				A2				A3				A4			
		A1	A2	A3	A4	A1	A2	A3	A4	A1	A2	A3	A4	A1	A2	A3	A4
Jogador P1	A1	0,30	0,97	0,30	0,56	0,30	0,28	0,30	0,02	0,30	0,55	0,30	0,56	0,30	0,28	0,30	0,02
	A2	0,32	0,97	0,32	0,56	0,32	0,28	0,32	0,02	0,32	0,55	0,32	0,56	0,32	0,28	0,32	0,02
	A3	0,32	0,97	0,32	0,56	0,32	0,28	0,32	0,02	0,32	0,55	0,32	0,56	0,32	0,28	0,32	0,02
	A4	0,30	0,97	0,30	0,56	0,30	0,28	0,30	0,02	0,30	0,55	0,30	0,56	0,30	0,28	0,30	0,02
	A1	0,30	0,97	0,30	0,56	0,30	0,28	0,30	0,02	0,30	0,55	0,30	0,56	0,30	0,28	0,30	0,02
	A2	0,30	0,97	0,30	0,56	0,30	0,28	0,30	0,02	0,30	0,55	0,30	0,56	0,30	0,28	0,30	0,02
	A3	0,30	0,97	0,30	0,56	0,30	0,28	0,30	0,02	0,30	0,55	0,30	0,56	0,30	0,28	0,30	0,02
	A4	0,30	0,97	0,30	0,56	0,30	0,28	0,30	0,02	0,30	0,55	0,30	0,56	0,30	0,28	0,30	0,02
	A1	0,30	0,97	0,30	0,56	0,30	0,28	0,30	0,02	0,30	0,55	0,30	0,56	0,30	0,28	0,30	0,02
	A2	0,47	0,97	0,47	0,56	0,47	0,28	0,47	0,02	0,47	0,55	0,47	0,56	0,47	0,28	0,47	0,02
	A3	0,46	0,97	0,46	0,56	0,46	0,28	0,46	0,02	0,46	0,55	0,46	0,56	0,46	0,28	0,46	0,02
	A4	0,44	0,97	0,44	0,56	0,44	0,28	0,44	0,02	0,44	0,55	0,44	0,56	0,44	0,28	0,44	0,02
	A1	0,26	0,97	0,26	0,56	0,26	0,28	0,26	0,02	0,26	0,55	0,26	0,56	0,26	0,28	0,26	0,02
	A2	0,45	0,97	0,45	0,56	0,45	0,28	0,45	0,02	0,45	0,55	0,45	0,56	0,45	0,28	0,45	0,02
	A3	0,71	0,97	0,71	0,56	0,71	0,28	0,71	0,02	0,71	0,55	0,71	0,56	0,71	0,28	0,71	0,02
	A4	0,67	0,97	0,67	0,56	0,67	0,28	0,67	0,02	0,67	0,55	0,67	0,56	0,67	0,28	0,67	0,02
	A1	0,22	0,97	0,22	0,56	0,22	0,28	0,22	0,02	0,22	0,55	0,22	0,56	0,22	0,28	0,22	0,02
	A2	0,40	0,97	0,40	0,56	0,40	0,28	0,40	0,02	0,40	0,55	0,40	0,56	0,40	0,28	0,40	0,02
	A3	0,66	0,97	0,66	0,56	0,66	0,28	0,66	0,02	0,66	0,55	0,66	0,56	0,66	0,28	0,66	0,02
	A4	0,76	0,97	0,76	0,56	0,76	0,28	0,76	0,02	0,76	0,55	0,76	0,56	0,76	0,28	0,76	0,02

Os resultados obtidos para o equilíbrio de Nash foram três possíveis equilíbrios por consenso, sendo elas as alternativas A2, A3 e A4. Os equilíbrios por consenso acontecem quando todos os jogadores escolhem a mesma alternativa. Os valores de cada alternativa encontrada neste equilíbrio de Nash por consenso foram as alternativas A2 (0,47; 0,56), A3 (0,71; 0,26) e A4 (0,76; 0,01). Com o critério baseado no maior valor da média entre os pagamentos dos jogadores proposto por Leoneti e de Sessa (2016), a melhor alternativa seria A2 (partilha de produção). No entanto, o pagamento obtido para as empresas exploradoras (P2) no regime de partilha de produção (A2) é muito inferior ao pagamento obtido no regime de concessão (A1), mostrando que uma solução de consenso pode não ser sempre o melhor resultado para todos os jogadores envolvidos em um jogo de negociação. Neste caso, as empresas exploradoras apresentaram uma forte preferência ao regime de concessão (A1), indicada pela enorme diferença de seus

pagamentos, tornando sua presença no mercado menos provável sem a adoção desta alternativa. Já os pagamentos obtidos pelos governos locais (P1) indicam que as alternativas A2, A3 e A4 são sempre preferíveis em relação a alternativa A1 (ARAÚJO; LEONETI, 2017a). Ou seja, os governos locais tendem a preferir não utilizar a alternativa A1 (regime de concessão), mesmo está sendo altamente preferível para as empresas exploradoras (P2).

5.4 Segunda aplicação prática a partir de revisão bibliográfica (três jogadores)

A metodologia utilizada para avaliar esta aplicação prática na busca de um regime regulatório mais adequado com três jogadores também foi o procedimento multicritério proposto por Almeida et al. (2015) e o método proposto por Leoneti (2016).

5.4.1 Fase Preliminar: Jogadores, Objetivos, Critérios e Alternativas

O primeiro passo desta aplicação é determinar aos jogadores participantes. Assim, como na aplicação prática com dois jogadores, este problema inicialmente envolve os governos locais, detentores dos recursos naturais de petróleo e gás e responsáveis pela definição do regime regulatório aplicado ao mercado de E&P, e as empresas exploradoras, detentoras dos recursos financeiros, técnicos e operacionais para a exploração e produção de petróleo e gás (JOHNSTON, 2007). Nesta aplicação prática será incorporado um novo agente, as empresas fornecedoras de produtos e serviços. Estas empresas representam entre 70% e 90% das despesas totais das empresas exploradoras durante as atividades de E&P (BAIN; TOZZINI, 2009). Por representar uma grande maioria dos gastos das empresas exploradoras relacionados às atividades de E&P, estas empresas apresentam uma importância significativa para todo o mercado. Felipe (2010) adiciona que os produtos e serviços necessários para o correto desenvolvimento dos projetos de E&P são altamente específicos e especializados. Diversos estudos realizados ainda acrescentam outros fatores de importância dos fornecedores de produtos e serviços no mercado de E&P, a saber: (i) redefinição do negócio principal das empresas exploradoras com concentração no gerenciamento, exploração e produção dos recursos, terceirizando diversas atividades para os fornecedores de produtos e serviços (BAIN; TOZZINI, 2009; FEILER; TEECE, 2014; SHUEN et al., 2014; GARCIA et al., 2014) (ii) parcerias contratuais entre empresas exploradoras e provedores de produtos e serviços para desenvolvimento de projetos de E&P em conjunto, com possível divisão dos riscos exploratórios (SHUEN et al., 2014); (iii) benefícios relacionados a economia de escala, onde os fornecedores de produtos e serviços podem atender a mais de uma empresa exploradora, criando oportunidades de compartilhamento de custos em diversos projetos (BAIN; TOZZINI,

2009); (iv) presença de políticas e mecanismos de conteúdo local, que visam fortalecer os setores de suprimentos locais de equipamentos, produtos, serviços e mão-de-obra para as atividades de E&P (NGOASONG, 2014; TORDO et al., 2013; TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011, CASELLI, 2012).

A segunda etapa é caracterizada pela definição dos objetivos particulares de cada um dos jogadores. Assim, como mencionado anteriormente na aplicação prática com somente dois jogadores (seção 5.3), pode-se sintetizar aos objetivos dos governos locais a partir de revisão bibliográfica em: (i) maximização da arrecadação de impostos e tributos através da participação governamental na renda petrolífera gerada (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011; JOHNSTON, 1994; NAKHLE, 2008); (ii) otimização da produção de petróleo e gás natural em território nacional (HUNTER, 2010); (iii) estabelecimento de medidas e mecanismos de controle das atividades executadas e dos níveis de produção (TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011; BAIN; TOZZINI, 2009); (iv) desenvolvimento econômico e tecnológico da indústrias locais de equipamentos, produtos e serviços através do conteúdo local (NAKHLE, 2008; TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011; CASELLI, 2012; TORDO et al., 2013).

Já os objetivos das empresas exploradoras, assim como mencionado na aplicação anterior, podem ser agrupados em: (i) otimização das margens de lucro, especialmente relacionadas aos preços internacionais do petróleo e do gás (JOHNSTON, 1994; NAKHLE, 2008); (ii) estabelecimento de legislações e regulações mais estáveis dos pontos de vista político, jurídico e econômico (JOHNSTON, 1994; NAKHLE, 2008); (iii) estrutura tributária e processos de licitação que sejam concisos, simples de entender e com baixos custos administrativos (NAKHLE, 2008; 2015); (iv) maior controle possível das atividades gerenciais e operacionais dos projetos de E&P (JOHNSTON, 1994; BAIN; TOZZINI, 2009; TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011); (v) divisão correta das riquezas geradas de uma forma mais progressiva possível (NAKHLE, 2008; 2015; TORDO et al., 2010; MANAF et al., 2016).

O terceiro jogador, fornecedores de produtos e serviços, apresenta interesses distintos dos governos locais e empresas exploradoras, sendo possível sintetizá-los em: (i) otimização da lucratividade, que está estritamente relacionada com os preços do petróleo e do gás em todo o mundo (JOHNSTON, 2008; FELIPE, 2010; EPE, 2008); (ii) presença de políticas e mecanismos de conteúdo local para produtos, equipamentos e serviços (TORDO et al., 2013; TOLMASQUIN; PINTO JUNIOR, 2011; CASELLI, 2012); (iii) incentivos fiscais e

flexibilidade para fomentar investimentos em equipamentos, produtos e serviços especializados (BOOZ; VRBG, 2012; BAIN; TOZZINI, 2009).

A terceira etapa do método proposto por Leoneti (2016) visa mensurar aos diferentes interesses identificados para os três jogadores na forma de critérios de avaliação. De maneira similar ao mencionado para a aplicação prática com dois jogadores (seção 5.3), propõe-se agrupar a estes interesses em critérios de avaliação. Em suma, podem-se encontrar quatro critérios de avaliação a partir do estudo proposto por Manaf et al. (2016), a saber: (i) equidade; (iii) conveniência; (iv) economia. Além dos quatro critérios identificados por Manaf et al. (2016), para garantir ao atendimento dos interesses de cada jogador, foram incluídos dois critérios adicionais, a saber: (v) participação governamental (*government take*); (vi) nível de controle governamental.

A quarta etapa se refere a busca de ações e alternativas possíveis para o estabelecimento de regimes regulatórios para o mercado de E&P de petróleo e gás. Conforme Bain e Tozzini (2009), Consoli (2015), Coimbra (2013) e Lucchesi (2011), podem-se agrupar aos regimes regulatórios aplicáveis no mundo, ou seja, as alternativas disponíveis para a legislação e a regulação dos mercados de E&P, nos seguintes itens: (i) concessão; (ii) contrato de partilha de produção (PSC); (iii) contrato de serviço; e (iv) *joint-venture*. O quadro 10 traz o resumo da fase preliminar desta aplicação com três jogadores.

Quadro 10 - Resumo da fase preliminar do problema (3 jogadores)

Jogadores	Objetivos	Crítérios	Alternativas
Governos locais	Participação Governamental	<i>Government take</i>	Concessão
Empresas exploradoras	Controle governamental nas atividades de E&P e conteúdo local	Nível de Controle	Partilha de Produção
Fornecedores de produtos e serviços	Rentabilidade adequada aos custos característicos e riscos envolvidos	Equidade	Contrato de Serviços
	Estabilidade do país no âmbito político, econômico e jurídico	Certeza	<i>Joint-venture</i>
	Estrutura tributária e possibilidade de flexibilidade	Conveniência	
	Transparência e simplicidade das licitações e da estrutura tributária	Economia	

5.4.2 Fase Intermediária: Escolha do modelo, avaliação dos critérios e dos pesos

A segunda fase do procedimento proposto por Almeida et al. (2015) começa com a escolha do modelo a ser utilizado, que será o método proposto por Leoneti (2016). Este método é capaz de englobar os passos necessários da fase intermediária do procedimento proposto por Almeida et al. (2015): (i) escolha do modelo; (ii) avaliação dos critérios; (iii) avaliação dos pesos relativos.

Pode-se sintetizar ao método proposto por Leoneti (2016) em quatro etapas: (i) identificação dos critérios específicos como colunas e as alternativas como linhas, gerando a matriz de decisão; (ii) cálculo das projeções escalares e das preferências da função de utilidade (UF); (iii) geração da matriz de pagamento (*payoff*) através da função de utilidade (UF); (iv) incorporação dos pesos ponderados de cada um dos jogadores envolvidos para a geração da matriz de pagamento (*payoff*), seguido da teoria de jogos e de técnicas de soluções de equilíbrio.

5.4.2.1 1ra, 2da e 3ra etapas: Cálculo da Matriz de Pagamento (*payoff*)

Primeiramente, deve-se mensurar a matriz de decisão, que é resultado desta fase intermediária, sendo responsável por agrupar os critérios de avaliação em conjunto com as alternativas disponíveis. A matriz de decisão utilizada neste jogo com três jogadores será a mesma matriz aplicada no jogo anterior, por se tratar dos mesmos critérios e alternativas. Esta matriz foi mensurada a partir de revisão bibliográfica nos estudos realizados por Bain e Tozzini (2009), Nakhle (2008, 2015), Tordo et al. (2010), Alberta (2009) e Tolmasquin e Pinto Junior (2011)³⁵.

Tabela 16 - Matriz de decisão para aplicação prática com 3 jogadores

	<i>Government take</i>	Nível de Controle	Equidade	Certeza	Conveniência	Economia
Concessão	4,7	4,2	7,1	8,4	6,3	6,3
Partilha	5,9	6,6	5,2	6,8	5,0	3,4
Serviços	7,8	8,4	3,3	5,9	1,9	2,5
Joint-venture	8,7	9,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Aplicando-se a segunda e a terceira etapas do método proposto por Leoneti (2016), pode-se mensurar a matriz de pagamento (*payoff*) a partir dos seguintes itens: (i) cálculo das projeções escalares com a fórmula (1); (ii) cálculo da função PCF com a fórmula (2); (iii) definição da Alternativa Ideal (IA) para cada um dos critérios; (iv) cálculo do coeficiente de ajuste para determinação da função APCF com as fórmulas (3), (4) e (5); (v) cálculo da função de utilidade (UF) através da fórmula (6) e disponibilizando estes resultados como uma matriz de pagamentos (*payoff*).

5.4.2.2 4ta etapa: Teoria de Jogos aplicada a decisões em grupo

A quarta etapa se caracteriza pela utilização de uma abordagem da teoria dos jogos em um decisão multicritério em grupo (GMCDM). Basicamente, o método proposto por Leoneti (2016) se justifica pela consideração de diversos jogadores com interesses antagônicos neste

³⁵ O procedimento e os cálculos utilizados para se mensurar a esta matriz de decisão podem ser visualizados detalhadamente das seções 5.3.2.1.1 até 5.3.2.1.6.

jogo de negociação, sendo que cada jogador defenderá estrategicamente seus interesses específicos baseados em suas próprias preferências de acordo com os critérios de avaliação considerados. Portanto, cada jogador contará com uma matriz de vetores de pesos ponderados relativos (WVs), que indicam sua preferência para cada um dos critérios. A matriz de decisão de cada um dos três jogadores será alterada com a multiplicação dos pesos ponderados (WVs) relativos com os valores da matriz de decisão. A matriz formada vai incorporar a ponderação das preferências de acordo com os pesos relativos (WVs) dos jogadores considerados (governos locais, empresas exploradoras e fornecedores de produtos e serviços). A partir de extensa revisão bibliográfica, as preferências específicas de cada um dos três jogadores foram arbitradas segundo o quadro 11.

Quadro 11 - Ordem de preferência de cada jogador (P1, P2 e P3)

	P1	P2	P3
	Governos Locais	Empresas Exploradoras	Fornecedores de produtos e serviços
1^o	<i>Government take</i>	Equidade	Equidade
2^o	Nível de Controle	Certeza	Nível de Controle
3^o	Equidade	Conveniência	Conveniência
4^o	Economia	Economia	Certeza
5^o	Conveniência	<i>Government take</i>	Economia
6^o	Certeza	Nível de Controle	<i>Government take</i>

De acordo com o método ROC proposto por Barron e Barret (1996), as ordens de preferências específicas de cada jogador podem ser transformadas em pesos ponderados relativos através da fórmula (8). No caso desta aplicação com seis critérios, os valores dos pesos ponderados relativos são: $\omega_1 = 0,408$; $\omega_2 = 0,242$; $\omega_3 = 0,158$; $\omega_4 = 0,130$; $\omega_5 = 0,061$; $\omega_6 = 0,028$. O critério categorizado como primeiro na ordem de preferências, ou seja, o mais importante para cada jogador, será multiplicado por ω_1 , o segundo critério mais importante será multiplicado por ω_2 , e assim por diante até o sexto critério. As matrizes de pagamento (*payoff*) dos três jogadores serão então combinadas para expressar as suas preferências específicas em relação às alternativas disponíveis. Esta matriz de pagamento pode ser visualizada na tabela 17.

Tabela 17 - Matriz de pagamento (*payoff*) final para os três jogadores (P1, P2 e P3)

Jogadores			Pagamentos (<i>payoffs</i>)			Jogadores			Pagamentos (<i>payoffs</i>)		
P1	P2	P3	π_1 (X,Yi)	π_2 (X,Yi)	π_3 (X,Yi)	P1	P2	P3	π_1 (X,Yi)	π_2 (X,Yi)	π_3 (X,Yi)
A1	A1	A1	0,2099	0,9788	0,7105	A1	A1	A3	0,1595	0,2427	0,0774
A2	A1	A1	0,2175	0,5464	0,4644	A2	A1	A3	0,2385	0,1355	0,0978
A3	A1	A1	0,1722	0,2427	0,2409	A3	A1	A3	0,2871	0,0602	0,0985
A4	A1	A1	0,1451	0,0312	0,0828	A4	A1	A3	0,2420	0,0077	0,0338
A1	A2	A1	0,2063	0,4026	0,4644	A1	A2	A3	0,1568	0,1797	0,0978
A2	A2	A1	0,2662	0,4044	0,3035	A2	A2	A3	0,2919	0,1805	0,1235
A3	A2	A1	0,2107	0,1797	0,1575	A3	A2	A3	0,3513	0,0802	0,1244
A4	A2	A1	0,1776	0,0231	0,0541	A4	A2	A3	0,2961	0,0103	0,0427
A1	A3	A1	0,1595	0,1078	0,2409	A1	A3	A3	0,1213	0,1094	0,0985
A2	A3	A1	0,2385	0,1096	0,1575	A2	A3	A3	0,2615	0,1113	0,1244
A3	A3	A1	0,2871	0,1094	0,0817	A3	A3	A3	0,4786	0,1111	0,1253
A4	A3	A1	0,2532	0,0140	0,0281	A4	A3	A3	0,4034	0,0143	0,0430
A1	A4	A1	0,1164	0,0034	0,0828	A1	A4	A3	0,0885	0,0034	0,0338
A2	A4	A1	0,1958	0,0035	0,0541	A2	A4	A3	0,2147	0,0035	0,0427
A3	A4	A1	0,2536	0,0034	0,0281	A3	A4	A3	0,4228	0,0033	0,0430
A4	A4	A1	0,2532	0,0036	0,0096	A4	A4	A3	0,4222	0,0036	0,0148
A1	A1	A2	0,2063	0,5464	0,3348	A1	A1	A4	0,1164	0,0312	0,0036
A2	A1	A2	0,2662	0,3050	0,3662	A2	A1	A4	0,1958	0,0174	0,0062
A3	A1	A2	0,2107	0,1355	0,1900	A3	A1	A4	0,2536	0,0077	0,0087
A4	A1	A2	0,1776	0,0174	0,0653	A4	A1	A4	0,2532	0,0010	0,0063
A1	A2	A2	0,2028	0,4044	0,3662	A1	A2	A4	0,1144	0,0231	0,0062
A2	A2	A2	0,3257	0,4063	0,4006	A2	A2	A4	0,2396	0,0232	0,0108
A3	A2	A2	0,2579	0,1805	0,2078	A3	A2	A4	0,3103	0,0103	0,0150
A4	A2	A2	0,2173	0,0232	0,0714	A4	A2	A4	0,3099	0,0013	0,0109
A1	A3	A2	0,1568	0,1096	0,1900	A1	A3	A4	0,0885	0,0140	0,0087
A2	A3	A2	0,2919	0,1115	0,2078	A2	A3	A4	0,2147	0,0143	0,0150
A3	A3	A2	0,3513	0,1113	0,1078	A3	A3	A4	0,4228	0,0143	0,0210
A4	A3	A2	0,2961	0,0143	0,0370	A4	A3	A4	0,4222	0,0018	0,0152
A1	A4	A2	0,1144	0,0035	0,0653	A1	A4	A4	0,0645	0,0036	0,0063
A2	A4	A2	0,2396	0,0036	0,0714	A2	A4	A4	0,1763	0,0037	0,0109
A3	A4	A2	0,3103	0,0035	0,0370	A3	A4	A4	0,3735	0,0036	0,0152
A4	A4	A2	0,3099	0,0037	0,0127	A4	A4	A4	0,4418	0,0038	0,0110

5.4.3 Fase Final: Avaliação das alternativas e análise dos resultados obtidos

O estágio final do procedimento proposto por Almeida et al. (2015) representa a avaliação das alternativas encontradas, de acordo com a matriz de pagamento (*payoff*) final. De maneira geral, pode-se dizer que os governos locais (jogador P1) demonstraram uma maior uniformidade entre as suas preferências com moderada concentração em torno das alternativas de contrato de serviços (A3) e *joint-venture* (A4). No entanto, as empresas exploradoras (P2) e os fornecedores de produtos e serviços (P3) obtiveram suas preferências mais concentradas na alternativa de concessão (A1), devido a visível dominância em relação a outras alternativas (A2, A3 e A4). Porém, os resultados dos fornecedores (P3) foram de uma preferência mais suave e não tão concentrada como as empresas exploradoras (P2).

Com o intuito de encontrar alternativas adequadas para o mercado de E&P de petróleo e gás, se utilizou o equilíbrio de Nash para a busca de soluções de consenso. Devido à complexidade de se encontrar o equilíbrio de Nash para o caso prático de três jogadores, o software Gambit (versão 16.0.1) foi utilizado para auxiliar na busca das soluções de equilíbrio de Nash puro para o jogo proposto (McKelvey et al., 2016). O software Gambit é caracterizado como uma coletânea de ferramentas de código aberto para construir, analisar e calcular respectivos a teoria dos jogos. Os resultados podem ser visualizados na figura 26 e indicaram três equilíbrios de Nash puro, a saber: (i) uma solução de consenso para a alternativa A2 (partilha de produção), onde os três jogadores escolhem a mesma alternativa como resultado de um jogo de negociação; (ii) uma solução de coalizão (A2/A1/A1), onde os jogadores P2 e P3 escolhem a alternativa A1 e o jogador escolhe a alternativa A2; e (iii) uma solução de coalizão (A3/A2/A3), onde dois jogadores (P1 e P3) escolhem a alternativa A3 e um jogador (P2) escolhe a alternativa A2. Cabe-se destacar que é extremamente desafiante a representação e visualização deste jogo de negociação com três jogadores em um plano cartesiano.

Figura 26 - Soluções de equilíbrio de Nash puro para segunda aplicação prática

A partir da análise das soluções de equilíbrio, é possível observar que os jogadores P2 e P3 mostraram uma dominância significativa da alternativa A1 sobre todas as outras alternativas, demonstrada pela enorme diferença de preferência de ambos jogadores. Esta dominância significativa pode tornar a presença destes jogadores P2 e P3 menos provável sem a adoção da alternativa A1, em um dado mercado de E&P. Pode-se visualizar também que o jogador P1 teve retornos ligeiramente maiores em torno das alternativas A3 e A4, mostrando que as soluções de consenso nem sempre são as melhores respostas para os jogadores envolvidos em um jogo de negociação. Fiani (2015) argumentou que o fato de que os jogadores estão adotando as

respostas do consenso não significa necessariamente que suas decisões, quando tomadas em grupos, resultarão no melhor resultado possível.

5.5 Terceira aplicação prática com coleta de dados com especialistas

As duas primeiras aplicações práticas anteriores utilizaram de dados provenientes de revisão bibliográfica. Porém, a terceira aplicação prática buscou confeccionar alguns instrumentos e questionários para coletar informações sobre as opiniões e experiências dos especialistas no mercado de E&P de petróleo e gás no Brasil. Portanto, a fase preliminar desta aplicação prática utilizará como base as duas aplicações anteriores para elaborar corretamente estes instrumentos tendo como objetivo a confecção da matriz de decisão final.

Os instrumentos para a coleta de dados com os especialistas deveriam atender basicamente a quatro requisitos principais: (i) identificar os objetivos, interesses e os atributos mais importantes e impactantes para a atratividade do mercado de E&P brasileiro com agentes de vários setores do mercado de E&P, tais como empresas exploradoras, empresas fornecedoras de produtos e serviços, agências reguladoras, universidades, etc., gerando-se assim os critérios; (ii) agrupamento dos critérios a partir de uma análise fatorial exploratória, resultando nos critérios de avaliação; (iii) mensurar e quantificar a importância relativa de cada critério de avaliação de acordo com cada alternativa; (iv) mensurar a ordem relativa de importância de cada um dos critérios de avaliação, que serão base para o cálculo dos pesos ponderados.

5.5.1 Fase Preliminar: Jogadores, Objetivos, critérios e alternativas

5.5.1.1 Primeira fase da coleta de dados: Pré-teste

A partir de extensa revisão bibliográfica, se buscou averiguar o que os especialistas envolvidos no mercado de E&P considerariam como mais significativo e impactante para a identificação dos critérios de avaliação de atratividade. Inicialmente, se desenvolveu um instrumento de coleta baseado em um questionário semi-estruturado com perguntas de múltipla escolha e discursivas abordando os especialistas do mercado de E&P sobre a atratividade de um regime regulatório. O instrumento de coleta foi estruturado em um arquivo *Word* para posterior envio como um anexo por e-mail aos respondentes. Basicamente, este instrumento de coleta foi dividido em três questões: (i) a 1ª questão se enfocou na identificação do nível de importância relativo de vinte e quatro critérios preliminares (pré-critérios), encontrados a partir de extensa revisão bibliográfica, no momento da tomada de decisões de investimentos de E&P de petróleo e gás no Brasil; (ii) a 2ª questão foi discursiva e abordou a adição de critérios ou parâmetros

não abordados pela questão 1; (iii) a 3ra questão buscou evidenciar a ordem de importância ou relevância de cada um dos vinte e quatro pré-critérios identificados, incorporando os parâmetros adicionalmente identificados na questão 2, para o desenho de um regime regulatório. É importante ressaltar que os pré-critérios são caracterizados nesta pesquisa como os atributos encontrados a partir de extensa revisão bibliográfica, sendo que somente os mais relevantes e importantes serão considerados nas próximas etapas na análise dos dados, sendo conhecidos como os critérios finais.

Este questionário semi-estruturado foi enviado por e-mail a três especialistas para uma 1ª fase de pré-teste do instrumento. Os três especialistas abordados contavam com no mínimo 10 anos de experiência e vivência no mercado de E&P brasileiro. Após algumas semanas, se obteve o seguinte *feedback* destes três especialistas: (i) o primeiro deles simplesmente não respondeu ao e-mail; (ii) o segundo especialista relatou bastante dificuldade na compreensão das perguntas, no entendimento do instrumento e na forma como o questionário e as questões estavam estruturadas, preferindo não responder; (iii) somente um especialista respondeu ao questionário satisfatoriamente indicando que o questionário levou muito tempo para ser respondido e que foi “bem complicado” para o seu entendimento, principalmente a última pergunta. A partir dos comentários desta 1ª fase de pré-teste, foi possível verificar que o questionário utilizado deveria passar por algumas reformulações para melhor compreensão das perguntas, clareza nos questionamentos e, se possível, diminuir a quantidade de perguntas para se tornar um questionário mais rápido e prático de ser respondido.

5.5.1.2 Segunda fase da coleta de dados: Definição dos critérios mais relevantes

A primeira reformulação no instrumento foi estabelecer que a coleta de dados seria dividida em duas etapas. A primeira etapa teria como foco a definição dos critérios e somente seria constituída de perguntas de múltipla escolha mais diretas com o objetivo de facilitar e agilizar a coleta tomando um intervalo de tempo de 5 a 10 minutos dos respondentes. Já a segunda etapa englobaria as perguntas mais complexas com relação aos regimes regulatórios e suas importâncias relativas, com objetivo de ser respondido em um intervalo de tempo entre 20 e 30 minutos. Outras reformulações também seriam necessárias aos instrumentos no tocante a maneira como as perguntas foram estruturadas, incluindo-se expressões como “impacto”, “levar em consideração”, “relevância”, segundo alguns comentários da 1ra fase de pré-teste. Esta mudança visa enfocar a primeira etapa na definição dos critérios de avaliação mais significativos na opinião dos especialistas consultados, bem como o seu impacto e a sua

relevância na percepção da atratividade de um regime regulatório. A partir destas reformulações, se confeccionou a 1ª etapa da coleta de dados em um formulário online, conhecido como “GoogleForms”, com vinte e quatro perguntas de múltipla escolha, sendo denominados como pré-critérios. A lista completa dos pré-critérios (PCs) utilizados nesta fase da coleta de dados pode ser visualizada no quadro 12.

Quadro 12 - Lista completa dos vinte e quatro pré-critérios (PCs)

PC1	Valor pago pelo Bônus de Assinatura nas rodadas de licitação de blocos exploratórios.
PC2	Pagamento de royalties, participações especiais e outros tributos incidentes no momento da produção.
PC3	Atendimento aos compromissos e obrigações mínimas referentes ao Conteúdo Local no decorrer de todo o projeto.
PC4	Atendimento dos compromissos obrigatórios de 1% dos investimentos em P&D e Recursos Humanos no Brasil no decorrer de todo o projeto.
PC5	Atendimento dos compromissos obrigatórios estabelecidos no Plano Exploratório Mínimo (PEM).
PC6	Nível de controle governamental nas atividades operacionais e gerenciais no decorrer de todo o projeto.
PC7	Nível de controle governamental no ritmo de produção de petróleo e gás no decorrer da vida útil dos campos em produção.
PC8	Obrigatoriedade da venda da produção de petróleo e gás em território nacional.
PC9	Presença de mecanismos de políticas mínimas de Conteúdo Local de produtos e serviços.
PC10	Potencial de rentabilidade associado aos blocos exploratórios no momento das rodadas de licitações.
PC11	Correta definição dos riscos exploratórios entre os governos e as empresas exploradoras.
PC12	Potencial dos custos de exploração e produção dos blocos exploratórios no momento das rodadas de licitações.
PC13	Grau de estabilidade econômica e ambiente geral de negócios no Brasil.
PC14	Grau de estabilidade jurídica quanto a expectativas de alterações arbitrárias ou quebras de contratos.
PC15	Ambiente político do Brasil e a estabilidade quanto ao direito de propriedade.
PC16	Neutralidade da estrutura fiscal com maior incidência dos impostos nos lucros e não nas receitas.
PC17	Capacidade de concentração dos impostos e das contribuições governamentais nos projetos de E&P mais lucrativos.
PC18	Grau de complexidade para o atendimento e adequação a estrutura fiscal vigente no Brasil.
PC19	Flexibilidade das regulações em iniciativas como PROMINP, REPETRO, dentre outros.
PC20	Flexibilidade da regulação devido a condições operacionais específicas, como águas mais profundas, campos de maior risco exploratório, campos de baixa rentabilidade, dentre outros.
PC21	Flexibilidade nos compromissos obrigatórios estabelecidos no Plano Exploratório Mínimo (PEM).
PC22	Flexibilidade nos compromissos obrigatórios assumidos das políticas de Conteúdo Local.
PC23	Grau de transparência do processo de julgamento e definição dos vencedores durante as rodadas de licitação de blocos exploratórios.
PC24	Grau de complexidade legal e jurídica para a participação nas rodadas de licitações de novos blocos exploratórios.

O questionário com os vinte e quatro pré-critérios (PCs) foi enviado a diversos especialistas do mercado de E&P no Brasil. Este formulário possibilitou uma abordagem mais simples e direta para a confecção das perguntas e envio do questionário através de um *link* no “GoogleForms”, sendo possível responder mais facilmente por computador, *smartphone* ou *tablet*. Cada uma das vinte e quatro perguntas, englobando todos os pré-critérios, deveriam ser respondidas segundo uma escala Likert estendida, com valores entre 1 e 7. O valor igual a 7 representava que o item tinha uma enorme importância e relevância para a definição da atratividade do regime regulatório. Assim como, o valor de resposta igual a 1 representava que o item não tinha importância e relevância. A figura 27 a seguir visa esquematizar o procedimento seguido para se chegar a função de valor que cada critério representa.

Figura 27 - Figura esquemática do procedimento para definir os critérios de avaliação

No momento em que o questionário foi respondido por dez especialistas, se encerrou a 2ª fase da coleta de dados para definição dos critérios mais importantes. Diferentemente da 1ª fase de pré-teste, o *feedback* dos respondentes foi mais bem positivo que o instrumento utilizado anteriormente, por ser mais objetivo, conciso e “mais fácil de responder”. Com as respostas dos dez especialistas, se buscou segregar e diferenciar aos pré-critérios mais importantes. Se precedeu a eliminar os dez pré-critérios com a média de importância inferior a 5,0. Todos os

outros quatorze pré-critérios com média superior a 5,0 seriam mantidos no questionário e categorizados como critérios mais significativos e relevantes para os próximos passos da coleta de dados, que se encontram disponibilizados no quadro 13.

Quadro 13 - Lista dos quatorze critérios mais significativos e relevantes

C1	Valor pago pelo Bônus de Assinatura nas rodadas de licitação de blocos exploratórios.
C2	Pagamento de royalties, participações especiais e outros tributos incidentes no momento da produção.
C3	Atendimento aos compromissos e obrigações mínimas referentes ao Conteúdo Local no decorrer de todo o projeto.
C4	Nível de controle governamental nas atividades operacionais e gerenciais no decorrer de todo o projeto.
C5	Potencial de rentabilidade associado aos blocos exploratórios no momento das rodadas de licitações.
C6	Potencial dos custos de exploração e produção dos blocos exploratórios no momento das rodadas de licitações.
C7	Grau de estabilidade econômica e ambiente geral de negócios no Brasil.
C8	Grau de estabilidade jurídica quanto a expectativas de alterações arbitrárias ou quebras de contratos.
C9	Ambiente político do Brasil e a estabilidade quanto ao direito de propriedade.
C10	Capacidade de concentração dos impostos e das contribuições governamentais nos projetos de E&P mais lucrativos.
C11	Grau de complexidade para o atendimento e adequação a estrutura fiscal vigente no Brasil.
C12	Flexibilidade das regulações em iniciativas como PROMINP, REPETRO, dentre outros.
C13	Flexibilidade da regulação devido a condições operacionais específicas, como águas mais profundas, campos de maior risco exploratório, campos de baixa rentabilidade, dentre outros.
C14	Grau de transparência do processo de julgamento e definição dos vencedores durante as rodadas de licitação de blocos exploratórios.

5.5.1.3 Terceira fase da coleta de dados: Primeira etapa

A partir da definição dos quatorze critérios, o novo instrumento foi novamente enviado a diversos especialistas do mercado de E&P de petróleo e gás no Brasil. Este novo instrumento foi nomeado como Primeira etapa da coleta de dados. O questionário modificado pode ser visualizado na íntegra no apêndice B³⁶. Após algumas semanas, se obtiveram as respostas de 42 especialistas de diversos setores do mercado de E&P, distribuídos de acordo com o indicado na figura 28. O resumo das respostas obtidas nas perguntas discursivas se encontra detalhado no apêndice D.

³⁶ Este questionário está disponível em formato de formulário “GoogleForms”, através do endereço eletrônico: https://docs.google.com/forms/d/1lZWN18xwebcCI_kYyfASoqN0WGk3N0_sYeeS2NWZQe8/edit?usp=sharing

Figura 28 - Perfil dos respondentes da primeira etapa da coleta de dados

5.5.1.3.1 Estatística descritiva

A primeira análise a ser realizada é uma estatística descritiva dos quatorze critérios selecionados na fase anterior, com o intuito de verificar se a média continua com um valor significativo, ou seja, superior a 5,0. Além disso, pode-se identificar os critérios mais relevantes, assim como os menos relevantes, para os especialistas a partir dos valores encontrados. A análise da estatística descritiva foi realizada com o auxílio do software SPSS Statistics.

Tabela 18 - Estatística descritiva da primeira etapa da coleta de dados

	N	Mínimo	Máximo	Média	Desvio padrão
C1	42	3	7	5,29	1,22
C2	42	2	7	5,76	1,34
C3	42	2	7	5,62	1,41
C4	42	2	7	5,88	1,31
C5	42	4	7	6,14	0,81
C6	42	2	7	6,00	1,01
C7	42	2	7	5,52	1,17
C8	42	2	7	5,71	1,45
C9	42	3	7	6,10	1,23
C10	42	1	7	5,05	1,40
C11	42	3	7	5,88	1,09
C12	42	2	7	5,45	1,52
C13	42	1	7	5,62	1,46
C14	42	4	7	6,48	0,99

Pode-se observar que todos os critérios continuaram apresentando uma média superior a 5,0. O critério C14, transparência do processos de licitação e escolha das propostas vencedoras, se destaca como o maior valor e umas das menores variabilidades dentre todos os critérios pesquisados, sendo classificado com o maior valor possível por 74% dos respondentes. A

transparência nos processos licitatórios foi definida como o não favoritismo ou preferência entre nenhum dos participantes para a definição das propostas vencedoras (MANAF et al., 2016), sendo reconhecido como um importante instrumento de governança para toda a sociedade (BAIN; TOZZINI, 2009). Nakhle (2008) ainda adiciona que quanto mais transparente seja um processo licitatório, menor o seu respectivo escopo de manobra na escolha das propostas vencedoras, diminuindo a percepção de risco dos agentes atuantes no mercado de E&P. É importante destacar também outros dois critérios com médias bastante elevadas, a saber: (i) critério C5, potencial de rentabilidade dos projetos de E&P, indicando elevada relevância da rentabilidade associada aos investimentos; (ii) critério C9, demonstrando elevada importância da estabilidade do ambiente político brasileiro para as tomadas de decisões de investimentos.

Os critérios C1 e C10 apresentam os menores valores, bem próximos do valor limite de exclusão, indicando que os mesmos podem ter uma relevância menor para os especialistas que responderam este questionário. O critério C1 indica o valor do Bônus de Assinatura que as empresas exploradoras se comprometem a pagar no momento das rodadas de licitações de blocos exploratórios, sendo bastante utilizado por vários países do mundo (BAIN; TOZZINI, 2009). Já o critério C10, que se caracteriza como a concentração dos impostos nos projetos mais lucrativos, sendo uma estratégia bastante utilizada por países mais desenvolvidos, como Noruega, Canadá, Reino Unido, dentre outros, para atrair investimentos aos seus mercados de E&P (BAIN; TOZZINI, 2009; NAKHLE, 2008; TORDO et al., 2010). Contudo, por apresentarem um menor valor em relação aos outros critérios, têm-se indícios de que os critérios C1 e C10 não são os mais relevantes para as tomadas de decisões do investimentos.

5.5.1.3.2 Análise fatorial

Após assegurar que todos os critérios permanecem significativos com uma média maior que 5,0, procedeu-se com o principal objetivo desta etapa, que é agrupar os quatorze critérios a partir de uma análise fatorial, resultando assim nos critérios de avaliação final. Esta análise vem apoiar na descrição dos relacionamentos das covariâncias existentes, que são agrupadas por meio das correlações fortemente relacionadas entre si e pouco relacionadas com outros grupos (JOHNSON; WICHERN, 2007). Corrar et al. (2007) adiciona que a análise fatorial é uma combinação linear de itens originais num número menor de variáveis, denominadas de fatores de carga (também conhecidos como *Loading Factors*). Ou seja, cada fator de carga representa a um único construto subjacente, que é responsável pela correlação observada (JOHNSON, WICHERN, 2007). Já uma análise fatorial é realizada quando se deseja definir uma

determinada carga em cada fator para gerar soluções de acordo com o padrão de correlação dos dados (CORRAR et al., 2007). Ou seja, a partir dos fatores, das cargas fatoriais e das correlações existentes entre as variáveis originais inferir uma solução interpretável.

A parte descritiva da análise fatorial visa calcular principalmente as correlações, as comunalidades, os autovalores das cargas fatoriais e a variância total explicada a partir da solução inicial ou original. Segundo Corrar et al. (2007) pode-se definir a estes itens como: (i) correlações, medida de associação linear entre as variáveis com coeficiente que varia entre -1 e 1, sendo que o sinal indica a direção da correlação (negativa ou positiva) e o valor indica a magnitude; (ii) comunalidades, representam a variância total explicada pelos fatores em cada variável, assumindo valores entre 0 e 1, sendo que quanto mais próximo de 1, maior o grau de explicação desta variável; (iii) autovalores, indicam o valor relativo das cargas fatoriais e o grau de explicação entre cada variável original e os fatores; (iv) variância total explicada, percentual da variância total dos dados originais explicada pelos fatores calculados. Johnson e Wichern (2007) adicionam que a comunalidade se refere a porção da variância observada em cada um dos fatores, sendo também definida como unicidade ou variação específica.

Existem diversas técnicas e procedimentos para se realizar uma análise fatorial. Neste trabalho se utilizará o procedimento recomendado por Corrar et al. (2007), que se caracteriza pelo método de extração de componentes principais e rotação Varimax. O método dos componentes principais busca estimar os principais componentes da amostra a partir dos coeficientes escalonados da correlação das variáveis originais (JOHNSON; WICHERN, 2007). A rotação “Varimax” visa minimizar o número de variáveis que apresentam altas cargas em um fator, simplificando a interpretação dos fatores, sendo também o método de rotação mais comumente utilizado em análises fatoriais (FÁVERO et al., 2009). Corrar et al. (2007) também indica que a rotação “Varimax” é a mais utilizada, além de apresentar uma melhor evidência da composição dos fatores através de suas cargas fatoriais. Um dos maiores desafios em uma análise fatorial exploratória é a do número de fatores a serem considerados (FÁVERO et al., 2009; JOHNSON; WICHERN, 2007). Neste trabalho será utilizado o procedimento de Kaiser, recomendado por Fávero et al. (2009), Corrar et al. (2007) e Hair et al. (2010), que indica que o número correto de fatores a serem considerados serão os componentes com autovalores acima de 1. Além disso, será utilizado o gráfico de sedimentação (também conhecido como *Screeplot*), também indicado para auxiliar na tomada de decisão para a seleção do número de fatores a

serem utilizados (CORRAR et al., 2007; HAIR et al., 2010), já que pode-se visualizar como se distribui a capacidade de explicação de acordo ao número de componentes considerados.

O objetivo essencial da análise fatorial é descrever as correlações existentes entre as variáveis originais em um menor número de variáveis, que não são observáveis e serão denominadas de fatores (JOHNSON; WICHERN, 2007). Os fatores são calculados a partir das correlações ou combinações lineares existentes entre as variáveis originais, ou, em outras palavras, a correlação entre duas variáveis é elevada se ambas apresentam cargas fatoriais significativas nos mesmos fatores (CORRAR et al., 2007). Por esta razão, é necessário investigar mais profundamente estas correlações existentes para verificar sua adequação ao modelo final proposto. Segundo Corrar et al. (2007), os principais parâmetros considerados para a análise das correlações existentes são: (i) índice KMO (Kaiser-Meyer-Olkin), indica a medida de adequação dos dados, sendo que o valor igual a 1 significa que as variáveis estão perfeitamente correlacionadas; (ii) teste de esfericidade de Bartlet, avalia a hipótese da matriz de correlações ser igual a matriz identidade, indicando a significância das correlações entre as variáveis. Além disso, Hair et al. (2010) destaca o alpha de cronbach, caracterizado como um coeficiente de confiabilidade ou de consistência interna dos dados que varia entre 0 e 1.

5.5.1.3.3 Resultados da análise fatorial

A análise fatorial exploratória foi realizada com o auxílio do software SPSS Statistics, através dos comandos “Analisar” e posteriormente “Redução de Dimensão/Fator”. Foram utilizados recursos disponibilizados pelo software utilizado para auxiliar na busca de resultados significativos, a se destacar: (i) utilização dos 14 critérios, que neste caso são as variáveis originais da coleta de dados; (ii) disponibilização da matriz das correlações; (iii) realização da análise fatorial exploratória através do método de extração de componentes principais, método de rotação “Varimax” e número de fatores definidos a partir do procedimento de Kaiser (componentes com autovalores maiores que 1); (iv) análise das medidas de adequação da amostra através do índice KMO, alpha de cronbach e teste de esfericidade de Bartlet.

A primeira análise a ser realizada será a verificação das correlações mais significativas entre as variáveis originais através do método de Pearson (R), que visa mensurar a intensidade da relação linear ou a medida de associação entre duas variáveis (JOHNSON; BHATTACHARYYA, 2009). Pode-se verificar que as correlações existentes são majoritariamente positivas, sendo possível agrupar as correlações em quatro grupos principais: (i) correlações maiores que 0,500, são os maiores valores encontrados indicando forte relação

entre os critérios C4/C8 e C8/C9; (ii) correlações entre 0,400 e 0,499, valores mais moderados de associação entre as variáveis, com destaque para as relações moderadas entre C2/C3/C5, C4/C9, C1/C11/C13, dentre outros; (iii) correlações entre 0,300 e 0,399, valores mais baixos indicando relação mais fraca entre as variáveis; (iv) correlações inferiores a 0,300, onde as variáveis apresentam baixa associação.

Tabela 19 - Matriz de correlação de Pearson (R)

	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	C13	C14
C1	1,000	,312	-,105	,221	,056	,317	,423	,061	,030	,308	,488	,206	,446	,248
C2	,312	1,000	,453	,289	,502	-,072	,329	,265	,356	-,228	,198	,174	,239	,106
C3	-,105	,453	1,000	,107	,239	-,153	,079	,148	,092	-,188	,129	,230	-,013	,045
C4	,221	,289	,107	1,000	,222	-,110	,343	,635	,463	-,077	,264	-,205	,128	,382
C5	,056	,502	,239	,222	1,000	,355	,328	,077	,279	-,006	,075	-,133	-,076	,095
C6	,317	-,072	-,153	-,110	,355	1,000	,267	-,116	,118	,449	,155	-,095	,346	,121
C7	,423	,329	,079	,343	,328	,267	1,000	,262	,168	,059	,203	-,095	,275	,262
C8	,061	,265	,148	,635	,077	-,116	,262	1,000	,645	-,234	,148	,060	,005	,215
C9	,030	,356	,092	,463	,279	,118	,168	,645	1,000	-,060	,192	,094	,089	,282
C10	,308	-,228	-,188	-,077	-,006	,449	,059	-,234	-,060	1,000	,068	,059	,319	,335
C11	,488	,198	,129	,264	,075	,155	,203	,148	,192	,068	1,000	,374	,247	,144
C12	,206	,174	,230	-,205	-,133	-,095	-,095	,060	,094	,059	,374	1,000	,354	,096
C13	,446	,239	-,013	,128	-,076	,346	,275	,005	,089	,319	,247	,354	1,000	,396
C14	,248	,106	,045	,382	,095	,121	,262	,215	,282	,335	,144	,096	,396	1,000

A matriz de correlação de Pearson (R) pode trazer diversos indicativos de possíveis relações lineares entre os critérios pesquisados, indicando que a variação nas respostas dos especialistas pode significar que o julgamento destes atributos tenham impactos semelhantes em sua percepção do mercado. Pode-se perceber uma relação positiva entre forte e moderada entre os critérios C4/C8/C9, com indícios de que o nível de controle governamental, o grau de estabilidade jurídica e o ambiente político apresentam algum tipo de associação. Outras relações mais moderadas podem ser identificadas em: (i) C2/C3/C5, possível relação entre as rentabilidades dos projetos de E&P com o pagamento de royalties e outros impostos, além do atendimento de compromissos mínimos de Conteúdo Local; (ii) C1/C11/C13, associação entre o pagamento dos Bônus de Assinatura, grau de complexidade da estrutura fiscal e possibilidade de flexibilidade da regulação em determinadas condições operacionais; (iii) C6/C10, relação entre o impacto dos custos de E&P e a capacidade de concentração das contribuições.

A partir da matriz de correlação, se procedeu a realizar a análise fatorial. Este procedimento foi realizado através do método de extração de componentes principais e do método de rotação

“Varimax”, segundo recomendado por Corrar et al. (2007). O primeiro desafio foi encontrar o número correto de fatores, sendo possível verificar na tabela 20 que segundo o procedimento de Kaiser, o número ótimo seriam cinco fatores correspondentes a 71% da variância total explicada. A figura 29 traz o gráfico de sedimentação (*Screeplot*), onde pode-se notar que os autovalores próprios diminuem mais rapidamente a partir do quinto componente considerado.

Tabela 20 - Variância total explicada e número de componentes

	Autovalores próprios iniciais			Somadas de extração de carregamentos ao quadrado			Somadas rotativas de carregamentos ao quadrado		
	Total	% de variância	% cumulativa	Total	% de variância	% cumulativa	Total	% de variância	% cumulativa
1	3,477	24,837	24,837	3,477	24,837	24,837	2,433	17,376	17,376
2	2,375	16,963	41,800	2,375	16,963	41,800	2,034	14,530	31,906
3	1,631	11,647	53,447	1,631	11,647	53,447	2,027	14,479	46,385
4	1,455	10,389	63,836	1,455	10,389	63,836	1,892	13,513	59,898
5	1,023	7,310	71,146	1,023	7,310	71,146	1,575	11,248	71,146
6	,919	6,561	77,707						
7	,724	5,174	82,881						
8	,575	4,107	86,988						
9	,483	3,451	90,439						
10	,467	3,338	93,777						
11	,326	2,332	96,109						
12	,299	2,134	98,243						
13	,165	1,177	99,420						
14	,081	,580	100,000						

Figura 29 - Gráfico de sedimentação (*Screeplot*)

Johnson e Wichern (2007) argumentam que ainda existe uma ampla discussão sobre a melhor estratégia para determinar o número correto de fatores, porém esta decisão deveria considerar os seguintes aspectos: (i) percentual desejado de explicação da variância total; (ii) conhecimento mais aprofundado do tema pesquisado; (iii) “razoabilidade” dos resultados

encontrados. Hair et al. (2010) indica que este é um valor adequado já que para os estudos de ciências sociais, como é o caso deste trabalho, uma solução que englobe a mais de 60% da variância total explicada é considerado satisfatório. Na tabela 21, busca-se agregar aos quatorze critérios em torno dos fatores de acordo com as suas respectivas cargas fatoriais, com o intuito de caracterizar cada um dos cinco componentes encontrados.

Tabela 21 - Componentes e suas respectivas cargas fatoriais

	Componente				
	1	2	3	4	5
C1	,022	,858	,258	-,009	,060
C2	,232	,332	-,152	,736	,171
C3	,079	-,098	-,201	,658	,407
C4	,801	,295	-,087	,060	-,200
C5	,097	,034	,205	,816	-,324
C6	-,142	,208	,734	,203	-,260
C7	,239	,591	,154	,301	-,319
C8	,852	,095	-,208	,063	,015
C9	,769	-,047	,114	,262	,070
C10	-,092	,061	,815	-,186	,050
C11	,127	,671	-,004	,058	,319
C12	-,045	,180	,039	,061	,875
C13	,103	,441	,517	-,014	,391
C14	,538	,074	,544	-,029	,186

Obs.: Rotação convergida em 8 iterações.

A matriz dos componentes e das cargas fatoriais busca encontrar aos fatores em comum que auxiliem na explicação da variância das variáveis originais. Sendo assim, se realizou uma análise fatorial exploratória e coerente com as referências bibliográficas mais relevantes e aprofundadas do tema pesquisado. O resultado encontrado foi a simplificação das variáveis originais nos cinco seguintes componentes: (i) primeiro componente, estabilidade política, jurídica e econômica; (ii) segundo componente, nível de participação governamental; (iii) terceiro componente, estrutura fiscal e regulatória; (iv) quarto componente, rentabilidade dos projetos de E&P; (v) quinto componente, flexibilidade.

O primeiro componente, nomeado de estabilidade, é responsável pela explicação de cerca de 25% das variâncias das variáveis originais. Pode-se notar uma forte associação entre os critérios C4/C8/C9 para caracterizar a este componente, sendo possível também identificar a mesma associação entre os mesmos itens na matriz de correlações lineares. Este componente se refere

basicamente ao grau de estabilidade política, jurídica e econômica do Brasil, englobando diversos aspectos relacionados tais como: ambiente socioeconômico, segurança jurídica e direito a propriedade, expectativa de alterações arbitrárias ou quebras de contratos e nível de interferência governamental na economia do país. O critério C14 apresenta uma associação um pouco mais moderada, porém também importante já que o grau de transparência de um país está intimamente conectado a sua estabilidade de maneira geral.

Sendo responsável por algo em torno de 17% das variâncias, o terceiro componente é denominado de nível de participação governamental. Este componente engloba o nível de participação e de interferência do governo brasileiro nas atividades operacionais e gerencias dos projetos de E&P, também conhecido como *government take*. Os critérios C1 e C11 são os mais altamente relacionados a este componente, indicados por meio da definição dos bônus de assinatura no momento dos processos licitatórios e do grau de complexidade para o atendimento e adequação as regras impostas pelo governo. Os critérios C7 e C13 apresentam uma relação mais moderada de acordo com suas cargas fatoriais, onde se caracterizam a estabilidade macroeconômica, ambiente geral de negócios no país e a possibilidade de versatilidade do arcabouço aplicado pelos governos.

Designado como estrutura fiscal e regulatória, o terceiro componente explica aproximadamente a 11,6% das variâncias e se refere ao impacto da organização da estrutura tributária e regulatória vigente no Brasil. Este componente é fortemente impactado pelo critério C10, caracterizado pela capacidade de concentração dos impostos nos projetos de E&P mais lucrativos. Este critério está altamente relacionado a como um determinado país organiza a sua carga tributária, sendo possível dividir em dois grandes grupos: (i) sistemas progressivos, impostos concentrados nos lucros; (ii) sistemas regressivos, impostos concentrados nas receitas brutas. Além disso, este componente apresenta uma associação mais moderada nos critérios C6/C13/C14, que se distinguem como parte da estrutura fiscal e regulatória de um país, tais como o impacto dos custos característicos dos projetos de E&P, possibilidade de diferentes maneiras de flexibilização da regulação de acordo com condições operacionais específicas e grau de transparência no julgamento das ofertas nos processos licitatórios.

O quarto componente, arbitrado como rentabilidade dos projetos de E&P, atinge um percentual de explicação de cerca de 10,4% das variâncias e está altamente relacionado aos aspectos que afetam a potencial lucratividade dos projetos de E&P, tais como potenciais margens de lucro, impostos mais significativos, gastos associados, dentre outros. O critério C5 se encontra muito

associado a este componente pela elevada carga fatorial demonstrada, por tratar de mensurar a importância do potencial de rentabilidade característico de cada bloco exploratório no momento dos processos licitatórios. Os critérios C2 e C3 também apresentam uma associação significativa com este componente, sendo que estas variáveis buscam medir o impacto do pagamento de diversos tributos e dos compromissos referentes ao conteúdo local. Assim como uma correlação positiva linear de forte a moderada encontrada entre os critérios C2/C3/C5, este componente leva a indícios de uma considerável relação entre o potencial de rentabilidade dos blocos exploratórios e certas obrigações das empresas com o governo brasileiro, tais como pagamento de royalties, participações especiais e outros tributos, além do Conteúdo Local.

O último dos cinco componentes é nomeado de flexibilidade e explica em torno de 7,3% das variâncias encontradas. O critério C12 se encontra altamente relacionado com este componente através da mensuração da capacidade de flexibilização dos compromissos e das obrigações das empresas envolvidas no setor de E&P com os governos. O critério C3 apresenta uma associação mais moderada com este componente, caracterizado como o impacto causado pelo atendimento dos compromissos mínimos referentes ao Conteúdo Local. Mesmo com esta associação mais moderada, pode-se visualizar que o critério C12 é o que se encontra mais altamente relacionado a este componente.

5.5.1.3.4 Medidas de adequação da análise fatorial

Posteriormente a realização da análise fatorial exploratória, foram analisadas as medidas de adequação da amostra com relação a comunalidade, o índice KMO, o alpha de cronbach e o teste de esfericidade de Bartlett. O primeiro parâmetro a ser calculado será a comunalidade, que representa a soma dos quadrados das cargas fatoriais de cada variável de acordo com cada um dos componentes e apresenta valores entre zero e 1 (JOHNSON; WICHERN, 2007). A comunalidade pode ser definida como a variância total explicada pelos fatores em cada variável, sendo que valores mais baixos indicam que esta variável não contribui significativamente com a explicação das variâncias. Na tabela 22, pode-se notar que nenhuma variável original apresenta valores de comunalidade muito baixos, indicando que todos os critérios contribuem de maneira significativa para a explicação dos fatores calculados a partir da análise fatorial.

Tabela 22 - Valor das comunalidades dos 14 critérios

Critérios	Comunalidades
C1	0,807
C2	0,759
C3	0,654
C4	0,779
C5	0,823
C6	0,711
C7	0,622
C8	0,782
C9	0,680
C10	0,713
C11	0,572
C12	0,806
C13	0,625
C14	0,627

A partir de valores adequados das comunalidades, se realizará uma análise das medidas de adequação do índice KMO, alpha de cronbach e teste de Bartlett, segundo os resultados da tabela 23. O índice KMO apresenta um valor um pouco inferior ao limite recomendado de 0,500, sendo que a uma ou mais variáveis poderiam ser retiradas para a construção do modelo final com o intuito de aumentar o grau de adequação da amostra (CORRAR et al., 2007). Johnson e Wichern (2007) indicam que o índice KMO é um dos valores mais importantes na definição do grau de adequação da amostra, sendo afetado pelo tamanho da amostra, número de variáveis originais e número de fatores. Porém, segundo Hair et al. (2010), o alpha de cronbach é uma das medidas mais utilizadas para se calcular a confiabilidade e a robustez dos dados, sendo que valores acima de 0,7 são considerados adequados. Pode-se visualizar que a consistência dos dados apresenta um alpha de cronbach igual a 0,730. O valor do teste de esfericidade de Bartlett também indica um valor adequado e com um nível de significância menor que 0,000.

Tabela 23 - Índice KMO, alpha de cronbach e teste de Bartlett

Índice KMO (Kaiser-Meyer-Olkin)		0,452
Alpha de cronbach		0,730
Teste de esfericidade de Bartlett	Qui-quadrado aproximado	216,292
	Graus de liberdade	91
	Significância	,000

Através da análise dos resultados encontrados, pode-se visualizar que a variância total explicada, o valor do alpha de cronbach e do teste de Bartlett se encontram adequados com os limites estabelecidos para a obtenção de uma análise fatorial satisfatória. Portanto, mesmo com

um valor um pouco inferior ao recomendado para o índice KMO, se procederá a considerar os cinco fatores calculados anteriormente, a saber: (i) estabilidade política, jurídica e econômica; (ii) nível de participação governamental; (iii) estrutura fiscal e regulatória; (iv) rentabilidade dos projetos de E&P; (v) flexibilidade.

5.5.1.4 Quarta fase da coleta de dados: Segunda etapa

A etapa anterior foi primordial para o agrupamento dos diversos critérios pesquisados a partir de uma análise fatorial. Os resultados encontrados foram englobados em cinco fatores ou componentes, que também podem ser definidos como sendo os critérios finais. A segunda etapa desta coleta de dados foi dividida em duas partes: (i) estabelecimento da ordem de importância relativa dos critérios finais identificados na análise fatorial para cada um dos setores envolvidos no mercado de E&P (governos locais, empresas exploradoras e fornecedores de produtos e serviços), sendo que esta ordem é essencial para a quantificação dos interesses específicos de cada um dos setores atuantes no mercado (ii) mensuração dos critérios em relação aos regimes regulatórios disponíveis (concessão, partilha, serviços e *joint-venture*), visando quantificar suas relevâncias e importâncias de acordo com as possíveis alternativas.

O instrumento desenvolvido para esta etapa da coleta de dados pode ser visualizado na íntegra no apêndice C³⁷. Além disso, pode-se visualizar um resumo das respostas obtidas nas perguntas discursivas no apêndice D. Pode-se considerar que este questionário apresenta temas complexos e específicos sobre aspectos relevantes na determinação da atratividade de um mercado de E&P, exigindo um maior conhecimento dos respondentes. Por esta razão, esta segunda etapa se iniciou com um pré-teste, a partir de uma entrevista presencial com um especialista do mercado de E&P brasileiro. Os resultados obtidos foram considerados satisfatórios e incluídos na análise final de acordo com a aderência das respostas. Finalmente, a segunda etapa da coleta de dados foi enviada a quinze especialistas do mercado de E&P pela necessidade de se conhecer mais profundamente aos diferentes setores atuantes e as regulações aplicáveis aos mercados de E&P. O perfil dos quinze especialistas se encontra disponibilizado no quadro 14 a seguir.

³⁷ Este questionário está disponível em formato de formulário “GoogleForms”, através do endereço eletrônico: https://docs.google.com/forms/d/e/1FAIpQLSe-HwqnORhq_LjEqoc9JIB_-CRFMdmyQAqm2_SZvRxyqnaAQ/viewform?c=0&w=1.

Quadro 14 - Perfil dos quinze especialistas do mercado de E&P brasileiro

Setor	Principais funções e atividades
Empresa exploradora de grande porte de capital brasileiro	Engenheiro de operações especializado na área de completação de poços offshore
Empresa exploradora de grande porte de capital brasileiro	Gerente de contratos de empresas prestadoras de serviços e produtos em projetos de E&P
Empresa exploradora de médio porte de capital brasileiro	Engenheiro de reservatório especializado em estudos de análise técnico-econômica de projetos de E&P
Empresa exploradora de grande porte de capital estrangeiro	Gerente de Qualidade, Saúde, Segurança e Meio Ambiente (QHSE) para projetos de E&P
Agência de regulação do mercado de E&P brasileiro	Centro de relações com o público através de canal direto com a agência
Agência de regulação do mercado de E&P brasileiro	Superintendência de Promoção de Licitações para as rodadas de blocos exploratórios
Empresa Multinacional fornecedora de produtos e serviços	Gerente de vendas da área de Teste e Avaliação de projetos de E&P
Empresa Multinacional fornecedora de produtos e serviços	Gerente de Contratos de equipamentos para perfuração de poços
Empresa Multinacional fornecedora de produtos e serviços	Engenheiro de operações e vendas com passagem em algumas empresas fornecedoras de produtos e serviços
Empresa de Consultoria	Consultor de empresas especializado em projetos de planejamento energético e professor universitário
Empresa de Consultoria	Consultor de empresas especializado em análise de projetos de E&P e professor universitário
Universidade/Centro de Pesquisa	Professor universitário especializado em geofísica de exploração e produção de reservatórios e consultor de empresas em projetos de E&P
Universidade/Centro de Pesquisa	Estudante de pós-graduação em engenharia de petróleo especializado em regulação de mercados de E&P
Universidade/Centro de Pesquisa	Professor universitário especializado em análise de mercados e finanças da indústria de petróleo e gás
Universidade/Centro de Pesquisa	Professor universitário especializado em estruturas de plataformas <i>offshore</i> e consultor de empresas

Após algumas semanas, foram obtidas sete respostas dentre os quinze especialistas consultados. Somando-se com a entrevista presencial realizada como pré-teste anteriormente, tem-se que o número total de respondentes é igual a oito especialistas do mercado de E&P brasileiro.

5.5.1.4.1 Primeira parte: Ordem de importância relativa dos critérios

A primeira parte desta etapa da coleta de dados é referente a ordem de preferência de cada setor envolvidos no mercado de E&P a partir das oito respostas obtidas. Esta ordem de preferência

foi obtida através de perguntas sobre os critérios mais relevantes e impactantes na visão de cada um dos agentes atuantes divididos em três grupos: (i) governos locais; (ii) empresas exploradoras; (iii) empresas fornecedoras de produtos e serviços. Os resultados obtidos se encontram sintetizados nos quadro 15, 16 e 17.

Quadro 15 - Ordem de preferência dos governos locais (P1)

Jogador P1 - Governos Locais				
<u>Mais importante</u>	<u>Segundo mais importante</u>	<u>Terceiro mais importante</u>	<u>Quarto mais importante</u>	<u>Quinto mais importante</u>
Participação Governamental	Estrutura Fiscal e Regulatória	Rentabilidade dos projetos de E&P	Flexibilidade	Estabilidade
Participação Governamental	Rentabilidade dos projetos de E&P	Estrutura Fiscal e Regulatória	Flexibilidade	Estabilidade
Participação Governamental	Estrutura Fiscal e Regulatória	Estabilidade	Flexibilidade	Rentabilidade dos projetos de E&P
Participação Governamental	Estabilidade	Rentabilidade	Estrutura Fiscal e Regulatória	Flexibilidade
Rentabilidade dos projetos de E&P	Estabilidade	Estrutura Fiscal e Regulatória	Flexibilidade	Participação Governamental
Estrutura Fiscal e Regulatória	Participação Governamental	Estabilidade	Rentabilidade dos projetos de E&P	Flexibilidade
Estrutura Fiscal e Regulatória	Rentabilidade dos projetos de E&P	Estabilidade	Participação Governamental	Flexibilidade
Participação Governamental	Estabilidade	Estrutura Fiscal e Regulatória	Rentabilidade dos projetos de E&P	Flexibilidade

Quadro 16 - Ordem de preferência das empresas exploradoras (P2)

Jogador P2 - Empresas Exploradoras				
<u>Mais importante</u>	<u>Segundo mais importante</u>	<u>Terceiro mais importante</u>	<u>Quarto mais importante</u>	<u>Quinto mais importante</u>
Estabilidade	Rentabilidade dos projetos de E&P	Flexibilidade	Estrutura Fiscal e Regulatória	Participação Governamental
Estabilidade	Estrutura Fiscal e Regulatória	Rentabilidade dos projetos de E&P	Participação Governamental	Flexibilidade
Rentabilidade dos projetos de E&P	Estabilidade	Flexibilidade	Participação Governamental	Estrutura Fiscal e Regulatória
Estrutura Fiscal e Regulatória	Estabilidade	Rentabilidade dos projetos de E&P	Participação Governamental	Flexibilidade
Rentabilidade dos projetos de E&P	Estabilidade	Estrutura Fiscal e Regulatória	Flexibilidade	Participação Governamental
Rentabilidade dos projetos de E&P	Estabilidade	Estrutura Fiscal e Regulatória	Participação Governamental	Flexibilidade
Rentabilidade dos projetos de E&P	Estabilidade	Estrutura Fiscal e Regulatória	Participação Governamental	Flexibilidade
Rentabilidade dos projetos de E&P	Estabilidade	Estrutura Fiscal e Regulatória	Participação Governamental	Flexibilidade

Quadro 17 - Ordem de preferência dos fornecedores de produtos e serviços (P3)

Jogador P3 - Fornecedores de produtos e serviços				
<u>Mais importante</u>	<u>Segundo mais importante</u>	<u>Terceiro mais importante</u>	<u>Quarto mais importante</u>	<u>Quinto mais importante</u>
Flexibilidade	Estabilidade	Rentabilidade dos projetos de E&P	Estrutura Fiscal e Regulatória	Participação Governamental
Estabilidade	Estrutura Fiscal e Regulatória	Rentabilidade dos projetos de E&P	Participação Governamental	Flexibilidade
Flexibilidade	Rentabilidade dos projetos de E&P	Estrutura Fiscal e Regulatória	Estabilidade	Participação Governamental
Estrutura Fiscal e Regulatória	Estabilidade	Rentabilidade dos projetos de E&P	Flexibilidade	Participação Governamental
Estabilidade	Flexibilidade	Estrutura Fiscal e Regulatória	Participação Governamental	Rentabilidade dos projetos de E&P
Rentabilidade dos projetos de E&P	Flexibilidade	Participação Governamental	Estabilidade	Estrutura Fiscal e Regulatória
Rentabilidade dos projetos de E&P	Estrutura Fiscal e Regulatória	Participação Governamental	Estabilidade	Flexibilidade
Estabilidade	Estrutura Fiscal e Regulatória	Flexibilidade	Rentabilidade dos projetos de E&P	Participação Governamental

Analisando-se as respostas obtidas pode-se perceber que existem algumas opiniões semelhantes para alguns setores, porém também pode-se visualizar algumas bastante discrepantes. O principal intuito deste instrumento foi obter a opinião de diversos perfis de especialistas para averiguar e agrupar suas distintas percepções e perspectivas sobre o mercado de E&P brasileiro. Para agregação dos resultados obtidos se atribuiu o valor igual a 5 para a resposta “mais importante”, valor igual a 4 para a resposta “segundo mais importante” e assim sucessivamente até a resposta “quinto mais importante”, com valor igual a 1. Os resultados representam a ordem de importância relativa de cada critério em relação aos setores atuantes no mercado de E&P.

Quadro 18 - Consolidado da ordem de preferência de cada jogador

	<u>Governos Locais (P1)</u>	<u>Empresas Exploradoras (P2)</u>	<u>Fornecedores de produtos e serviços (P3)</u>
1^{ro}	Participação Governamental	Rentabilidade dos projetos de E&P	Estabilidade
2^{do}	Estrutura Fiscal e Regulatória	Estabilidade	Estrutura Fiscal e Regulatória
3^{ro}	Estabilidade	Estrutura Fiscal e Regulatória	Rentabilidade dos projetos de E&P
4^{to}	Rentabilidade dos projetos de E&P	Participação Governamental	Flexibilidade
5^{to}	Flexibilidade	Flexibilidade	Participação Governamental

5.5.1.4.1 Segunda parte: Mensurar os critérios em relação as alternativas

A segunda parte do instrumento busca mensurar quantitativamente os cinco critérios em relação aos regimes regulatórios disponíveis, agrupados em quatro alternativas: (i) concessão; (ii) partilha de produção (PSC); (iii) contrato de serviços; (iv) *joint-venture*. Nesta parte do questionário, cada um dos regimes regulatórios foi sucintamente resumido somente para contextualizar o tema e apoiar aos especialistas nas respostas posteriores. As respostas deveriam considerar uma escala Likert estendida de 1 a 7 sendo ponderadas de acordo com a importância e relevância de cada item específico, sendo o valor igual a 1 atribuído a opinião de “discordo totalmente” e o valor igual a 7 para “concordo totalmente”. As distribuições das respostas de cada especialista podem ser melhor visualizadas nas tabelas 24, 25, 26, 27 e 28.

Tabela 24 - Distribuição das respostas para a rentabilidade dos projetos de E&P

	Concessão	Partilha	Serviços	Joint-venture
Especialista A	7	5	3	3
Especialista B	7	5	2	1
Especialista C	6	5	6	6
Especialista D	6	3	3	2
Especialista E	6	2	1	5
Especialista F	7	4	1	3
Especialista G	5	2	6	7
Especialista H	5	3	2	2

No primeiro critério, rentabilidade dos projetos de E&P, pode-se visualizar uma ponderação mais elevada para todos os especialistas para a alternativa de concessão. Este valor mais elevado sugere que esta opção é associada a um elevado potencial de rentabilidade dos projetos de E&P. A alternativa de partilha apresenta valores intermediários, o que pode indicar um potencial de rentabilidade dos projetos mais mediano. Porém, de maneira geral, com relação as alternativas de serviços e *joint-venture*, pode-se perceber uma ponderação bem menor e uma consequente menor percepção do potencial de rentabilidade associado a estas duas alternativas.

Tabela 25 - Distribuição das respostas para a participação governamental

	Concessão	Partilha	Serviços	Joint-venture
Especialista A	1	4	5	7
Especialista B	1	3	5	7
Especialista C	5	4	6	7
Especialista D	2	6	5	6
Especialista E	2	6	7	4
Especialista F	1	4	7	5
Especialista G	6	7	4	4
Especialista H	2	6	7	7

No critério da participação governamental, a ponderação das alternativas de serviços e *joint-venture* podem ser caracterizada como bastante elevada para todos os especialistas. Esta concentração indica que estas alternativas estão mais associadas a um maior nível de participação e grau de interferência governamental no mercado de E&P. A alternativa de partilha pode ser visualizada por valores de intermediários a elevados para os especialistas consultados. Porém, pode-se visualizar que a concessão apresenta valores relativamente mais baixos, indicando uma possível percepção dos especialistas de um menor grau de participação dos governos nesta alternativa.

Tabela 26 - Distribuição das respostas para a estrutura fiscal e regulatória

	Concessão	Partilha	Serviços	Joint-venture
Especialista A	5	5	4	2
Especialista B	7	5	2	1
Especialista C	5	6	4	3
Especialista D	6	3	3	3
Especialista E	7	2	4	4
Especialista F	5	2	5	3
Especialista G	5	5	6	5
Especialista H	7	4	3	2

Pode-se visualizar que no critério de estrutura fiscal e regulatória, as opiniões dos especialistas são um pouco mais conflitantes. Estas diferenças de percepções são importantes na construção do modelo já que sugerem diferentes perspectivas e visões do mercado de E&P. Uma possível explicação para estas diferenças pode ser que os especialistas provenientes de diferentes setores do mercado tendem a visualizar o impacto da estrutura tributária e regulatória de maneira distinta. Contudo, de maneira geral, pode-se perceber que a alternativa de concessão apresenta valores ligeiramente mais elevados e as outras alternativas (partilha, serviços e *joint-venture*) indicam valores mais baixos.

Tabela 27 - Distribuição das respostas para a estabilidade

	Concessão	Partilha	Serviços	Joint-venture
Especialista A	7	4	3	1
Especialista B	7	5	3	1
Especialista C	6	5	4	5
Especialista D	6	3	3	3
Especialista E	6	2	4	4
Especialista F	5	4	3	5
Especialista G	4	3	5	5
Especialista H	6	5	3	2

O critério de estabilidade política, jurídica e econômica indica uma concentração significativa dos valores mais elevados na alternativa de concessão. Em outras palavras, pode-se perceber uma associação entre concessão e elevado grau de estabilidade. Porém, a alternativa de partilha apresenta valores mais intermediários e as alternativas de serviços e *joint-venture* disponibilizam valores de intermediários a baixos, indicando menor associação destas opções com níveis elevados de segurança jurídica e ambiente socioeconômico.

Tabela 28 - Distribuição das respostas para a flexibilidade

	Concessão	Partilha	Serviços	Joint-venture
Especialista A	6	5	2	1
Especialista B	7	5	3	1
Especialista C	6	5	6	5
Especialista D	6	4	5	3
Especialista E	5	3	4	4
Especialista F	7	4	2	5
Especialista G	6	3	5	6
Especialista H	4	4	4	4

A flexibilidade, que é caracterizada como a capacidade de flexibilização dos compromissos e das obrigações das empresas com os governos, também indica uma considerável concentração dos valores na alternativa de concessão. Praticamente todos os especialistas indicam que a concessão é a opção com maior flexibilidade. As outras alternativas (partilha, serviços e *joint-venture*) indicam valores de intermediários a baixos, apresentando-se indícios de uma menor percepção da possibilidade de versatilidade dos compromissos e obrigações com os governos.

5.5.2 Fase Intermediária: Escolha do modelo, avaliação dos critérios e dos pesos

A fase intermediária desta aplicação prática vai seguir a mesma metodologia adotada nas duas aplicações práticas anteriores, a partir do procedimento proposto por Almeida et al. (2015) e o método proposto por Leoneti (2016). Primeiramente, deve-se mensurar a matriz de decisão, que é o resultado inicial da primeira etapa desta fase intermediária, sendo responsável por agrupar aos critérios em conjunto com as alternativas disponíveis. Esta matriz de decisão foi calculada a partir da mediana dos resultados obtidos da segunda etapa da coleta de dados com especialistas do mercado de E&P brasileiro e pode ser visualizada na tabela 29.

Tabela 29 - Matriz de decisão a partir de coleta de dados com os especialistas

	Rentabilidade dos projetos de E&P	Participação Governamental	Estrutura fiscal e regulatória	Estabilida de	Flexibilida de
Concessão (A1)	6,0	2,0	5,5	6,0	6,0
Partilha (A2)	3,5	5,0	4,5	4,0	4,5
Serviços (A3)	2,5	5,5	4,0	3,0	4,0
Joint-venture (A4)	3,0	6,5	3,0	3,5	3,5

Aplicando-se o método proposto por Leoneti (2016) detalhado na seção 3 da metodologia, pode-se mensurar a matriz de pagamento (*payoff*) a partir dos seguintes cálculos: (i) projeções escalares com a fórmula (1); (ii) função PCF com a fórmula (2); (iii) coeficiente de ajuste para determinação da função APCF com as fórmulas (3), (4) e (5); (iv) função de utilidade (UF) através da fórmula (6). O próximo passo do método proposto por Leoneti (2016) se caracteriza pela ponderação das preferências dos jogadores em relação as suas ordens de importância. Esta aplicação prática definiu a ordem de importância dos jogadores através da coleta de dados com especialistas do mercado de E&P, consolidado no quadro 19. Assim como as duas aplicações anteriores, se utilizará o método ROC proposto por Barron e Barret (1996) para o cálculo dos pesos ponderados segundo a fórmula (8). Neste caso com cinco critérios, os valores dos pesos ponderados são: $\omega_1 = 0,4567$; $\omega_2 = 0,2567$; $\omega_3 = 0,1567$; $\omega_4 = 0,0900$; $\omega_5 = 0,0400$. O critério mais importante será multiplicado por ω_1 , o segundo será multiplicado por ω_2 , e assim por diante até o quinto critério. Portanto, cada um dos três jogadores tem uma matriz de pesos ponderados relativos (WVs). O resultado é a matriz de pagamentos (*payoff*) observada na tabela 30, que disponibiliza os preferências específicas de cada um dos três jogadores.

Tabela 30 - Matriz de pagamentos (*payoff*) final para os três jogadores

Jogadores			Pagamentos (<i>payoffs</i>)			Jogadores			Pagamentos (<i>payoffs</i>)		
P1	P2	P3	π_1 (X,Yi)	π_2 (X,Yi)	π_3 (X,Yi)	P1	P2	P3	π_1 (X,Yi)	π_2 (X,Yi)	π_3 (X,Yi)
A1	A1	A1	0,098	0,944	0,987	A1	A1	A3	0,079	0,207	0,146
A2	A1	A1	0,110	0,371	0,471	A2	A1	A3	0,213	0,081	0,150
A3	A1	A1	0,092	0,207	0,288	A3	A1	A3	0,203	0,045	0,147
A4	A1	A1	0,084	0,273	0,323	A4	A1	A3	0,180	0,060	0,146
A1	A2	A1	0,096	0,220	0,471	A1	A2	A3	0,077	0,126	0,150
A2	A2	A1	0,221	0,226	0,225	A2	A2	A3	0,426	0,129	0,153
A3	A2	A1	0,197	0,126	0,137	A3	A2	A3	0,434	0,072	0,151
A4	A2	A1	0,174	0,166	0,154	A4	A2	A3	0,375	0,095	0,150
A1	A3	A1	0,079	0,085	0,288	A1	A3	A3	0,064	0,088	0,147
A2	A3	A1	0,213	0,090	0,137	A2	A3	A3	0,411	0,094	0,151
A3	A3	A1	0,203	0,088	0,084	A3	A3	A3	0,447	0,092	0,149
A4	A3	A1	0,180	0,089	0,094	A4	A3	A3	0,386	0,093	0,147
A1	A4	A1	0,063	0,132	0,323	A1	A4	A3	0,051	0,105	0,146
A2	A4	A1	0,197	0,137	0,154	A2	A4	A3	0,379	0,109	0,150
A3	A4	A1	0,191	0,105	0,094	A3	A4	A3	0,422	0,083	0,147
A4	A4	A1	0,216	0,138	0,106	A4	A4	A3	0,465	0,109	0,146
A1	A1	A2	0,096	0,371	0,318	A1	A1	A4	0,063	0,273	0,181
A2	A1	A2	0,221	0,146	0,320	A2	A1	A4	0,197	0,107	0,179
A3	A1	A2	0,197	0,081	0,196	A3	A1	A4	0,191	0,060	0,163
A4	A1	A2	0,174	0,107	0,220	A4	A1	A4	0,216	0,079	0,183
A1	A2	A2	0,094	0,226	0,320	A1	A2	A4	0,061	0,166	0,179
A2	A2	A2	0,441	0,232	0,322	A2	A2	A4	0,393	0,171	0,178
A3	A2	A2	0,422	0,129	0,197	A3	A2	A4	0,410	0,095	0,161
A4	A2	A2	0,364	0,171	0,221	A4	A2	A4	0,452	0,125	0,181
A1	A3	A2	0,077	0,090	0,196	A1	A3	A4	0,051	0,089	0,163
A2	A3	A2	0,426	0,096	0,197	A2	A3	A4	0,379	0,094	0,161
A3	A3	A2	0,434	0,094	0,120	A3	A3	A4	0,422	0,093	0,146
A4	A3	A2	0,375	0,094	0,135	A4	A3	A4	0,465	0,093	0,164
A1	A4	A2	0,061	0,137	0,220	A1	A4	A4	0,040	0,138	0,183
A2	A4	A2	0,393	0,143	0,221	A2	A4	A4	0,350	0,144	0,181
A3	A4	A2	0,410	0,109	0,135	A3	A4	A4	0,399	0,109	0,164
A4	A4	A2	0,452	0,144	0,152	A4	A4	A4	0,561	0,144	0,184

5.5.3 Fase Final: Avaliação das alternativas e análise dos resultados obtidos

O estágio final é caracterizado pela avaliação das alternativas encontradas e da análise final das soluções de equilíbrio obtidas. Analisando-se a matriz de pagamento (*payoff*) final, pode-se visualizar que os governos locais (P1) demonstram uma maior preferência nas alternativas de partilha de produção (A2), serviços (A3) e *joint-venture* (A4), em virtude de uma maior mensuração de seus pagamentos. Porém, as empresas exploradoras (P2) e os fornecedores de produtos e serviços (P3) obtiveram seus pagamentos altamente concentrados na alternativa de concessão (A1), devido a visível dominância em relação a outras alternativas (A2, A3 e A4). A alternativa de concessão (A1) é altamente conveniente para os jogadores P2 e P3 devido aos pagamentos muito próximos de 1, ou seja, da máxima satisfação possível. Este valor demasiadamente satisfatório pode significar que a presença dos jogadores P2 e P3 em um dado

um mercado de E&P de petróleo e gás seja menos provável sem a adoção desta alternativa A1. Diferentemente, esta alternativa é muito pouco compatível com o jogador P1 devido ao pagamento muito próximo de zero, mais precisamente igual a 0,098.

Na busca de alternativas de consenso e soluções de equilíbrio que sejam adequadas aos três jogadores, se aplicará a teoria dos jogos e a técnica de equilíbrio de Nash puros com a utilização do software Gambit (versão 16.0.1) (McKelvey et al., 2016). Este software reúne um conjunto de ferramentas de código aberto para auxiliar na modelagem e nos cálculos referentes à teoria dos jogos. Os resultados obtidos se encontram disponibilizados na figura 30.

Figura 30 - Soluções de equilíbrio de Nash puro para terceira aplicação prática

Governos - P1
Payoff: 561/1000

Empresas - P2
Payoff: 18/125

Fornecedores - P3
Payoff: 23/125

	1	2	3	4
1	48, 887, 118 500, 1000, 125	12, 471, 11 125, 1000, 50	79, 36, 17 1000, 125, 200	63, 323, 33 1000, 1000, 250
2	125, 125, 200 500, 1000, 1000	75, 207, 9 500, 500, 500	3, 43, 8 1000, 1000, 1000	147, 11, 21 1000, 1000, 1000
3	1000, 200, 1000 181, 273, 41 1000, 1000, 1000	61, 179, 83 1000, 1000, 1000	135, 147, 11 1000, 1000, 1000	1, 183, 68 1000, 1000, 1000
4	11, 471, 118 1000, 1000, 1000	221, 9, 115 1000, 1000, 1000	137, 9, 137 1000, 1000, 1000	197, 77, 137 1000, 1000, 1000

Profiles: Some equilibria in pure strategies in strategic game

#	1: 1	1: 2	1: 3	1: 4	2: 1	2: 2	2: 3	2: 4	3: 1	3: 2	3: 3	3: 4
1	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
2	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
3	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0
4	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1

Compute Nash equilibria

Compute as many Nash equilibria as possible

by looking for pure strategy equilibria

Cancel OK

A partir da aplicação da técnica de equilíbrio de Nash puro, é possível notar que os resultados encontrados indicaram três soluções de consenso e uma solução de coalizão. As soluções de consenso existem quando todos os jogadores escolhem a mesma alternativa como resultado de um jogo de negociação. Já as soluções de coalizão acontecem quando dois agentes escolhem uma mesma alternativa e outro agente escolhe outra opção. A coalizão deste jogo se forma quando o jogador P1 escolhe a alternativa A2 e os jogadores P2 e P3 escolhem a alternativa A1. Assim como verificado nas aplicações práticas anteriores (seções 5.3 e 5.4), as empresas exploradoras (P2) e fornecedoras de produtos e serviços (P3) apresentam uma elevada dominância na opção de concessão (A1), diferentemente do verificado para os governos locais (P1) que apresenta uma menor preferência a esta opção. Esta grande diferença de preferências dos jogadores pode auxiliar no entendimento desta solução de coalizão (A2/A1/A1).

Com relação às soluções de consenso, a primeira delas é a alternativa A2 (partilha de produção), com pagamentos respectivos aos jogadores P1, P2 e P3 iguais a (0,441; 0,232; 0,322). A

segunda solução é a alternativa A3 (contrato de serviços) com pagamentos iguais a (0,447; 0,092; 0,149), respectivamente. Já a terceira solução é a alternativa A4 (*joint-venture*) com pagamentos iguais a (0,561; 0,144; 0,184), respectivamente. Com base no proposto por Leoneti e de Sessa (2016), o melhor resultado dentre as soluções de consenso encontradas será a de maior valor da média entre os pagamentos de todos os jogadores. Assim sendo, a média dos pagamentos de cada uma das três soluções de consenso são as seguintes: (i) partilha de produção (A2) igual a 0,332; (ii) contrato de serviços (A3) igual a 0,229; (iii) *joint-venture* (A4) igual a 0,296. Neste caso, a melhor opção seria a alternativa A2.

A alternativa de partilha de produção (A2) também foi uma solução de consenso nas duas aplicações práticas anteriores realizadas com dados de revisão bibliográfica (seções 5.3 e 5.4). Este resultado também foi encontrado nesta terceira aplicação, sendo destaque como uma alternativa com preferências mais balanceadas dentre as soluções de consenso deste jogo de negociação com três jogadores (P1, P2 e P3), sendo os pagamentos iguais a (0,441; 0,232; 0,322), respectivamente. Mesmo assim, o pagamento identificado para o jogador P1 foi um pouco superior ao identificado para os outros jogadores. Portanto, têm-se indícios de que a alternativa A2 é a que apresenta a maior média e o melhor equilíbrio entre as opções consideradas de acordo com as preferências específicas de cada jogador.

As alternativas de contrato de serviços (A3) e *joint-venture* (A4) apresentam uma lógica semelhante, onde o jogador P1 apresenta considerável preferência por esta alternativa, com valor igual a 0,447 e 0,561, respectivamente. Por outro lado, os jogadores P2 e P3 têm preferências muito menores, identificadas a partir de pagamentos sempre inferiores a 0,200. Estas diferenças nos pagamentos dos jogadores indica que as soluções de consenso das opções A3 e A4 são mais oportunas ao jogador P1 do que aos outros jogadores participantes. Em outras palavras, além de uma menor média de pagamentos, as alternativas A3 e A4 também apresentam resultados mais discrepantes e desbalanceados do que a alternativa A2, quando comparados as satisfações específicas de todos os jogadores.

5.6 Consolidação dos resultados das três aplicações práticas

Em suma, pode-se consolidar aos resultados obtidos pelas três aplicações práticas em: (i) regime de concessão (A1), solução de coalizão para as empresas exploradoras (jogador P2) e os fornecedores de produtos e serviços (P3) por terem preferências concentradas nesta alternativa, sendo que existem fortes indícios da ameaça de sua presença em um mercado de E&P sem a adoção desta opção (A1); (ii) regime de partilha de produção (A2), solução de consenso para

os jogadores com a maior média e as preferências mais equilibradas entre os pagamentos, porém com pagamentos ligeiramente superiores para os governos locais (P1); (iii) contrato de serviços (A3) e joint-venture (A4), soluções de consenso em algumas das aplicações, porém sendo altamente mais preferíveis aos governos locais (P1), devido a que seus pagamentos são bem superiores aos dos outros jogadores (P2 e P3).

Pode-se observar que a lógica identificada se assemelha ao jogo clássico da Batalha dos Sexos, que acontece em situações onde, apesar de os agentes procurarem as melhores soluções coordenando suas preferências, as soluções de equilíbrio sempre favorecem mais uma das partes. A partir das matrizes de pagamento (*payoff*), é possível notar que os governos (jogador P1) tem uma maior preferência pelas alternativas A2, A3 e A4. Da mesma maneira, as empresas exploradoras (jogador P2) e os fornecedores de produtos e serviços (jogador P3) apresentam pagamentos altamente concentrados na alternativa A1. Em outras palavras, ou o jogador P1 tem seus interesses melhor atendidos pela escolha de uma das suas alternativas preferidas (A2, A3 e A4), ou os jogadores P2 e P3 tem maior satisfação com a escolha da alternativa A1. Portanto, a melhor alternativa de equilíbrio vai depender da alocação dinâmica entre estas alternativas, sendo que o jogador P1 terá em uma melhor posição no caso da opção pelas alternativas A2, A3 ou A4, e os jogadores P2 e P3 serão privilegiados se a alternativa A1 for a opção escolhida.

Portanto, é possível notar que a lógica do jogo clássico da Batalha dos Sexos corresponde razoavelmente à realidade atual do mercado de E&P brasileiro. A realidade do mercado de E&P brasileiro conduziu os governos locais (jogador P1) a alterar as regras e propor regimes diferentes ao modelo de concessão (alternativa A1) em alguns períodos e não em outros. Esta dinâmica torna a busca por soluções de equilíbrio bastante desafiante, já que é altamente improvável que todos os jogadores saiam razoavelmente satisfeitos com a adoção de somente uma das alternativas disponíveis.

6 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

A principal contribuição deste trabalho é a modelagem matemática para apoiar a escolha de regimes regulatórios para a exploração e produção de petróleo e gás no Brasil e a sua resolução a partir de uma abordagem multi-método, que combina a tomada de decisão multicritério e a teoria dos jogos. A aplicação desta metodologia teve como principal objetivo a modelagem deste problema complexo e em grupo como um jogo de negociação, visando compreender os interesses e quantificar as preferências dos agentes envolvidos, além de encontrar soluções de equilíbrio mais adequadas e balanceadas.

A partir das perspectivas e diferentes pontos de vista de diversos setores relacionados a indústria de E&P brasileira, este trabalho identificou fortes indícios de que a lógica do mercado de E&P brasileiro seja semelhante a um jogo clássico de Batalha dos Sexos, onde apenas um dos agentes alcança seu melhor resultado, mesmo quando os agentes coordenam suas estratégias. Por um lado, os governos locais tendem a ter uma maior preferência pelas alternativas de partilha de produção, contrato de serviços e *joint-venture*. Em contrapartida, as empresas exploradoras e os fornecedores de produtos e serviços têm satisfações altamente concentradas na alternativa de concessão. No entanto, os governos locais e as empresas exploradoras, em conjunto com os fornecedores de produtos e serviços, devem atuar juntos a partir das regras de um regime específico. Consequentemente, sugere-se que o raciocínio clássico da Batalha dos Sexos corresponde à realidade atual do mercado brasileiro de E&P, pois a dinâmica deste conflito de interesses entre os agentes envolvidos torna a busca por soluções equilibradas uma tarefa desafiadora, onde os envolvidos nunca estarão maximamente atendidos com apenas uma opção, não importando a alternativa escolhida.

Este trabalho não busca ser conclusivo e exaustivo sobre a escolha dos regimes regulatórios mais adequados e balanceados para o mercado de E&P de petróleo e gás, porém pode-se deduzir que a modelagem matemática aplicada corresponde razoavelmente a realidade histórica no Brasil. Esta realidade indica que o governo brasileiro tende a privilegiar seus interesses em alguns momentos com regimes regulatórios que assegurem sua maior participação e controle, e que em outros momentos busque regimes regulatórios mais atraentes e atrativos às empresas exploradoras e aos fornecedores de produtos e serviços. Em outras palavras, independentemente do regime regulatório escolhido, pelo menos um dos setores participantes terá sempre uma satisfação maior associada a uma distinta opção, resultando-se assim em uma situação onde é

altamente improvável que os setores envolvidos em um mercado de E&P sejam plausivelmente satisfeitos.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Apesar de cada país ser bastante único na maneira como suas legislações e regulações são estruturadas, pode-se constatar que os sistemas regulatórios aplicados em todo o mundo podem ser sintetizados em basicamente quatro diferentes opções, a saber: (i) concessão, adotado em países desenvolvidos e com quadros institucionais relativamente mais estáveis; (ii) partilha de produção (PSC), utilizado por países com quadros institucionais relativamente mais instáveis e com grande potencial de produção de recursos; (iii) contrato de serviços, adotado por países com maior facilidade de acesso a exploração e produção de recursos, que não tem muito interesse em atrair novas empresas para atuar em seus territórios; (iv) *joint-venture*, pouco utilizado de maneira geral e caracterizado como uma associação contratual entre as empresas e os governos locais.

É possível estabelecer uma evolução histórica do quadro jurídico-regulatório do mercado de E&P brasileiro, desde a falta de legislações e investimentos no início do século XX até o atual quadro com a utilização de múltiplos e híbridos regimes. O intuito do estudo desta evolução histórica foi entender o mercado de E&P brasileiro, sendo que os principais acontecimentos podem ser sintetizados em: (i) monopólio da indústria E&P de petróleo e gás estabelecido nos anos 50, a partir da fundação da NOC brasileira (Petrobras); (ii) estratégia pioneira da Petrobras de se concentrar nas fronteiras *offshore*, a partir dos anos 70 e 80; (iii) adoção do regime de concessão nos anos 90 com a quebra do monopólio da Petrobras no mercado de E&P brasileiro de petróleo e gás; (iv) novos contratos de partilha de produção para desenvolver as novas áreas estratégicas, especialmente o pré-sal. As descobertas do pré-sal representaram uma nova fronteira exploratória, onde seu enorme potencial poderia mudar o cenário do mercado de E&P brasileiro, multiplicando as reservas e, consequentemente, a produção de petróleo e gás.

De maneira geral, o mercado de E&P mundial vem sofrendo bastante devido ao excesso de oferta de petróleo e gás, com consequente queda nos preços de ambos no mercado internacional, afetando profundamente as margens de lucro das empresas desta indústria. Esta queda de preços tornou ainda mais difícil e desafiador para os governos locais a manutenção da atratividade de seus regimes para a obtenção de novos investimentos. O governo brasileiro vem também atuando para atrair investimentos das empresas a partir de um arcabouço jurídico-regulatório híbrido, com a adoção da partilha de produção (PSC) em áreas estratégicas e do modelo de concessão nas demais áreas. Existem várias indícios de que o governo brasileiro pode ter julgado de maneira errônea e superestimada sua capacidade de atrair novos investimentos,

principalmente devido ao elevado potencial da região do pré-sal. Além disso, pode-se resumir algumas queixas de diversos agentes da indústria de E&P que não foram adequadamente abordadas e que deveriam ser revisadas em um futuro próximo, a saber: (i) cláusulas de exclusividade da Petrobras em qualquer projeto de E&P nas áreas do pré-sal; (ii) políticas e mecanismos de conteúdo local bastante agressivo; (iii) ambiente macroeconômico de escândalos políticos e de corrupção; (iv) diversos mecanismos de interferência e controle por parte do governo brasileiro, tanto no mercado de E&P quanto dentro da Petrobras.

A escolha de um regime regulatório é uma tarefa complexa, já que diferentes setores envolvidos buscam atender a seus interesses específicos. Com isto, surgem os métodos de tomada de decisão multicritérios (MCDM/A), que visam auxiliar no processo de escolha entre várias alternativas através da avaliação de múltiplos atributos, geralmente conflitantes. Estes métodos podem ser definidos como um conjunto de ferramentas para agregar a múltiplos atributos, que podem ser quantitativos ou qualitativos, com o intuito de classificar, ordenar e selecionar as alternativas mais adequadas, auxiliando no processo de tomada de decisão. Podem-se dividir aos MCDM/A em basicamente duas grandes categorias: (i) escola Americana, que avaliam as alternativas com menos subjetividade e a partir de uma função matemática mais estruturada, por exemplo os métodos AHP, TOPSIS e MAUT; (ii) escola Francesa ou Europeia, que permitem um modelo mais flexível e julgamento mais subjetivo, tais como ELECTRE e PROMETHEE. Porém, devido aos potenciais conflitos entre os agentes envolvidos em uma decisão em grupo, os MCDM/A apresentam uma eficiência bastante reduzida nestes cenários.

A teoria dos jogos utiliza uma modelagem matemática que visa compreender a interação estratégica entre os agentes envolvidos em uma decisão em grupo, avaliando potenciais conflitos e estimando suas preferências. De maneira geral, os jogos são divididos em cooperativos e não-cooperativos, sendo que a principal diferença está na possibilidade ou impossibilidade na formação de coalizões, comunicação prévia ou pagamentos paralelos. Este trabalho se caracteriza como um jogo não-cooperativo, pois os agentes envolvidos em um mercado de E&P não podem normalmente estabelecer nenhum compromisso ou acordo prévio. Ou seja, os agentes envolvidos neste jogo vão escolher suas ações estratégicas de maneira independente e racional, visando maximizar seus resultados, sendo que qualquer cooperação deve ser unicamente explicada pelas estratégias escolhidas por cada agente. Além disso, a teoria dos jogos possibilita a aplicação de técnicas para busca de soluções de equilíbrio, visando

encontrar alternativas de consenso e de coalizão entre os agentes, onde se destaca o equilíbrio de Nash puro.

Nesta pesquisa foi utilizado um método que mescla a abordagem de tomada de decisão multicritério baseada na função de utilidade (UF) com a teoria dos jogos para modelar problemas complexos, envolvendo a decisão de grupo como um jogo de negociação. Este método visa analisar um jogo de negociação através de uma função das preferências individuais de cada agente envolvido, com posterior busca de alternativas de equilíbrio. O procedimento multicritério segue uma metodologia que visa dividir a estruturação deste uma fase preliminar, com a escolha dos jogadores, objetivos, critérios e alternativas, passando por uma fase intermediária, com a escolha do método, avaliação dos critérios e dos pesos ponderados, finalizando na fase final de avaliação dos resultados e análise de sensibilidade. A fase final se caracteriza pela busca das soluções de equilíbrio através da técnica do equilíbrio de Nash puro, além de diversas análises posteriores para o auxílio a tomada de decisão. A metodologia empregada com o intuito de modelar e analisar ao mercado de E&P como um jogo de negociação e auxiliar a tomada de decisões é um dos principais resultados deste trabalho.

Pode-se ressaltar também os resultados alcançados através das três aplicações práticas do procedimento proposto por Almeida et al. (2015) e do método proposto por Leoneti (2016) para a busca de soluções mais adequadas para a regulação do mercado de E&P brasileiro. As duas primeiras aplicações utilizaram de diversos estudos de elevada relevância na comunidade científica para a construção da matriz de decisão com os critérios mais significativos e as alternativas possíveis, sendo que a primeira aplicação considerou somente dois jogadores (governos locais e empresas exploradoras) e a segunda incorporou um terceiro jogador (fornecedores de produtos e serviços). A terceira aplicação utilizou de questionários de pesquisa para coleta de dados com diversos especialistas do mercado de E&P brasileiro com o intuito de focar a modelagem do problema de acordo com o contexto vivenciado pelo Brasil.

A primeira aplicação prática com dois jogadores, governos locais e empresas exploradoras, visou encontrar resultados de equilíbrio para os seus interesses antagônicos. Os resultados encontrados para o equilíbrio de Nash puro indicam que o regime de partilha de produção (A2), seria a alternativa de equilíbrio mais adequada. Porém, cabe destacar que o pagamento obtidos para as empresas exploradoras (P2) no regime de concessão (A1) é superior e dominante ao pagamento obtido nos outros regimes (A2, A3 e A4), tornando sua presença no mercado menos provável sem a adoção da alternativa de concessão (A1). A aplicação prática com três

jogadores, governos locais, empresas exploradoras e fornecedores de produtos e serviços, buscou adicionar a um agente extremamente importante na indústria de E&P de maneira geral. Os resultados encontrados indicaram que a alternativa de partilha de produção (A2) é única solução de consenso, utilizando-se a técnica do equilíbrio de Nash puro. Se encontraram também duas solução de coalizão, sendo que a primeira delas é igual a A2/A1/A1, onde os jogadores P2 e P3 escolhem a alternativa A1 e o jogador P2 escolhe A2. A segunda solução de coalizão é A3/A2/A3, onde os jogadores P1 e P3 escolhem a alternativa A3 e o jogador P2 escolhe A2. De maneira geral, as empresas exploradoras (P2) e os fornecedores (P3) tem maiores preferências e dominância associada a alternativa de concessão (A1) em relação as outras alternativas, porém o mesmo não se aplica aos governos locais (P1), que tendem a preferir qualquer outra alternativa diferente a alternativa de concessão (A1).

A terceira aplicação prática foi realizada integralmente a partir de coleta de dados com os especialistas do mercado de E&P de petróleo e gás no Brasil. Os anexos B e C trazem na íntegra os instrumentos e questionários de pesquisa utilizados para se obter a percepção dos especialistas do mercado de E&P brasileiro. Após a finalização das coletas, os dados foram compilados gerando a matriz de decisão final confirmando grande parte dos critérios selecionados a partir de revisão bibliográfica. Os resultados encontrados pela aplicação da técnica do equilíbrio de Nash puro foram três soluções de consenso possíveis, a saber: (i) alternativa A2 (partilha de produção); (ii) alternativa A3 (contrato de serviços); (iii) alternativa A4 (*joint-venture*). Na busca da melhor solução de consenso, a alternativa A2 foi a opção que demonstrou a maior média e o melhor equilíbrio, de acordo com a análise das preferências de cada jogador. Foi possível identificar também uma solução de coalizão, onde o jogador P1 escolhe a alternativa A2 e os jogadores P2 e P3 preferem a opção A1.

De maneira geral, pode-se consolidar aos resultados obtidos pelas três aplicações práticas em: (i) regime de concessão (Alternativa A1), solução de coalizão para as empresas exploradoras (jogador P2) e os fornecedores de produtos e serviços (P3); (ii) regime de partilha de produção ou PSC (A2), solução de consenso para os jogadores com a maior média entre os pagamentos e preferências mais equilibradas; (iii) contrato de serviços (A3) e joint-venture (A4), soluções mais preferíveis aos governos locais (P1). Os resultados das aplicações práticas conduzem a uma lógica semelhante ao jogo clássico da Batalha dos Sexos, onde os agentes, mesmo coordenando suas escolhas, obtém pagamentos bastante distintos, mesmo em equilíbrio. Os governos locais (P1) tem uma maior preferência pelas alternativas A2, A3 e A4, e as empresas

exploradoras (P2) e os fornecedores de produtos e serviços (P3) tem pagamentos mais concentrados na alternativa A1. É possível notar que esta lógica corresponde à realidade atual do mercado de E&P brasileiro, onde os conflitos de interesses entre os jogadores torna necessária a alteração dinâmica entre as alternativas a serem adotadas, visando minimizar a insatisfação dos agentes envolvidos, visto não ser possível que todos jogadores tenham seus objetivos adequadamente atendidos por somente uma das alternativas disponíveis.

O assunto retratado neste trabalho não pode ser considerado esgotável devido ao amplo contexto e à características específicas a regulação do mercado de petróleo e gás natural. Como proposição para futuros trabalhos, se recomenda a possível adição de novos jogadores, com consequente incorporação de novos objetivos e critérios de avaliação das alternativas possíveis. O mercado de E&P de petróleo e gás é bastante amplo e dinâmico, sendo que a incorporação de novos jogadores pode trazer novas variáveis importantes para sua correta avaliação e análise. Por exemplo, os governos locais (jogador P1) podem ser subdivididos em dois diferentes agentes, tais como: (i) governo federal, através do Ministério de Minas e Energia (MME), interessado basicamente nos impostos e tributos gerados a partir da exploração e produção dos recursos; (ii) agência reguladora (ANP), com objetivos de promover o desenvolvimento da indústria de E&P brasileira, assim como a otimização da produção das reservas. As empresas exploradoras, por sua vez, podem ser subdivididas em dois grupos, a saber: (i) empresas exploradoras públicas (NOCs), que tem interesses de rentabilidade e estabilidade, porém também visam aumentar o desenvolvimento socioeconômico e tecnológico de um determinado país; (ii) empresas exploradoras privadas (IOCs e outras), que visam mercados de E&P com a maior margem de rentabilidade possível, aliado a estabilidade jurídico-regulatória, sem em princípio preocupar-se com o desenvolvimento socioeconômico e tecnológico do país.

Propõe-se também averiguar a possibilidade de utilização de diferentes técnicas para busca de soluções de equilíbrio, seja por consenso ou por coalizão. Estas técnicas buscam utilizar a diferentes metodologias e procedimentos para a resolução deste jogo de negociação, podendo chegar a conclusões bastante distintas. Possivelmente, os jogos de negociação, que foram modelados a partir das aplicações práticas disponibilizadas através do equilíbrio de Nash, possam ter diferentes conclusões de acordo com a técnica de busca de soluções de equilíbrio utilizada.

REFERÊNCIAS

- ACCURSO, V.; ALMEIDA, E. **Government take e Atratividade de Investimentos na Exploração e Produção de Hidrocarbonetos no Brasil**. Textos para Discussão 002/2013, GEE Grupo de Economia de Energia, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2013. Disponível em: <www.gee.ie.ufrj.br>. Acesso em: 10 fev. 2017.
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2018). **Exploração e Produção de Óleo e Gás**. Disponível em <www.anp.gov.br>. Acesso em: 02 fev. 2018.
- ALBERTA'S ROYALTY SYSTEM, **A Jurisdictional Comparison**. Price Waterhouse Coopers, 2009. Disponível em: <www.energy.alberta.ca/org/pdfs/royalty_jurisdiction.pdf>. Acesso em: 23 jan. 2017.
- AL-KASIM, F.; SOREIDE, T.; WILLIAMS, A. Corruption and reduced oil production: An additional resource curse factor? **Energy Policy**, v. 54, p. 137-147, 2013.
- ALMADA, L. P.; PARENTE, V. Oil & Gas Industry in Brazil: A Brief History and legal framework. **Panorama of Brazilian Law**, v. 1, n. 1, p. 223-252, 2013.
- ALMEIDA, A. T.; CAVALCANTE, C. A. V.; ALENCAR, M. H.; FERREIRA, R. J.; ALMEIDA FILHO, A. T.; GARCEZ, T. V. Multicriteria and Multiobjective Models for Risk, Reliability and Maintenance Decision Analysis. In:_____. **Multiobjective and Multicriteria Problems and Decision Models**, International Series in Operations Research & Management Science. Switzerland: Editora Springer, 2015. cap. 1, p. 1-22. In:_____. **Multiobjective and Multicriteria Decision Processes and Methods**, International Series in Operations Research & Management Science. Switzerland: Editora Springer, 2015. cap. 2, p. 23-88.
- AMOATENG, S. F. **Fiscal Regimes and Managing Oil Revenue for Economic Development - A Comparative Study of Legal Regimes in Ghana, Alberta and Norway**. 136f. Dissertação de Mestrado (Master of Laws) na Universidade de Alberta, Canada, 2014.
- ANDERSON, B. F. **The Three Secrets of Wise Decision Making**. Portland: Editora Single Reef Press, 2002.
- ANTOLÍN, M. J. P.; RAMIREZ-CENDRERO, J. M. How important are national companies for oil and gas sector performance? Lessons from the Bolivia and Brazil case studies. **Energy Policy**, v. 61, p. 707-716, 2013.
- ARAUJO, F. C.; LEONETI, A. B. Métodos de decisão multicritério e teoria dos jogos aplicados a escolha do regime mais adequado para exploração de petróleo e gás no Brasil. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 49, 2017. **Anais do XLIX Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**, Universidade Regional de Blumenau, Blumenau, SC, 2017, p. 2617-2627.
- ARAUJO, F. C.; LEONETI, A. B. Avaliação dos critérios para atração de investimentos na exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 9, 2017. **Anais do IX Congresso Brasileiro de P&D em petróleo e gás**, Universidade Federal de Maceió, Maceió, AL, 2017.

AYDIN, L. The economic impact of petroleum royalty reform on Turkey's upstream oil and gas industry. **Energy Policy**, v. 43, p. 166-172, 2012.

BAIN COMPANY; TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. **Estudos de Alternativas Regulatórias, Institucionais e Financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil**. BNDES, São Paulo, SP, 2009. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br>>. Acesso em: 01 jun. 2016.

BAKER, D.; BRIDGES, D.; HUNTER R.; JOHNSON G.; KRUPA J.; MURPHY J.; SORENSON K. **Guidebook to Decision-Making Methods**. Department of Energy, USA, 2001. Disponível em: <<https://www.researchgate.net/publication/255621095>>. Acesso em: 15 out. 2016.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2017 (BEN, 2017). **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/default.aspx>>. Acesso em: 15 mai. 2018.

BALDWIN, R.; CAVE, M.; LODGE, M. **Understanding Regulation: Theory, Strategy, and Practice**. 2. ed. New York: Editora Oxford University Press, 2012.

BARRON, F. H.; BARRET, B. E. Decision Quality Using Ranked Attribute Weights. **Operations Research and Management Sciences**, v. 42, n. 11, p. 1515-1523, 1996.

BELTON, V.; STEWART, T. J. **Multiple Criteria Decision Analysis: An Integrated Approach**. Dordrecht: Editora Springer Science & Business Media, 2002.

BINMORE, K. **Playing for Real: A text on Game Theory**. New York: Editora Oxford University Press, 2007.

BLACKWELL, D. An analog of the minimax theorem for vector payoffs. **Pacific Journal of Mathematics**, v. 6, n. 1, p. 1-8, 1956.

BOOZ CONSÓRCIO; VRBG COMPANY. **Panorama da Tributação Brasileira no Setor de Petróleo e Gás**. BNDES, Rio de Janeiro, RJ, 2012. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br/>>. Acesso em: 18 jan. 2017.

BOSCO, F. O grande salto. **Revista Petro & Química**, v. 252, 2003. Disponível em: <http://www.petroquimica.com.br/edicoes/ed_252/ed_252b.html>. Acesso em: 16 set. 2017.

BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY JUNE 2017 (BP, 2017) <Disponível em: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> > Acesso em: 20 jul. 2017.

BRAGA, L. P. **O Processo de individualização da produção na área do pré-sal e os potenciais problemas práticos advindos da convivência dos três modelos internacionais de petróleo**. 155f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2012.

BRAZIL-ROUNDS (2018), **Superintendência de Promoções de Licitações (SPL)**. Disponível em: <www.brazil-rounds.gov.br>. Acesso em: 05 jan. 2018.

BREGMAN, D. **Formação, distribuição e aplicação de royalties de recursos naturais: O Caso do Petróleo no Brasil**. 149f. Dissertação (Mestrado em Economia) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2007.

BRESSER-PEREIRA, L. C.; MARCONI, N. Existe doença holandesa no Brasil? In: FÓRUM DE ECONOMIA DE SÃO PAULO, 4, 2008. **Anais do 4º Fórum de Economia da Fundação Getúlio Vargas**, São Paulo: Fundação Getúlio Vargas, p. 1-21, 2008.

CARDOSO, L. C. **Petróleo - do Poço ao Posto**. 1. Ed. Rio de Janeiro: Editora Qualitymark, 2005.

CARVALHO, F. C. L. **Aspectos Éticos da Exploração do Petróleo: Os Royalties e A Questão Intergeracional**. 150f. Dissertação (Mestrado em Ciências do Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2008.

CASELLI, B. C. **Redesenho Institucional e Arranjos Contratuais: uma análise da regulação e da indústria de petróleo e gás natural no upstream brasileiro**. 153f. Dissertação (Mestrado em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2012.

CASTILLO, L.; DORAO, C., A. Consensual decision-making model based on game theory for LNG processes. **Energy Conversion and Management**, v. 64, p. 387-396, 2012.

CASTILLO, L.; DORAO, C., A. Decision-making in the oil and gas projects based on game theory: Conceptual process design. **Energy Conversion and Management**, v. 66, p. 48-55, 2013.

CHAUHAN, V.; VAN MOURIK, M.; FLORÊNCIO, P. **Challenges across Brazil's oil sector and prospects for future production**. WPM 55, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, UK, 2014.

CLEMEN, R. T.; REILLY, T. **Making hard decisions with DecisionTools**. 3. ed. Mason, OH: Editora South-Western Cengage Learning, 2013.

COIMBRA, V. A. M. **Decisão sob incerteza na exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil: quantificando diferentes riscos e seu impacto sobre a atratividade de investimentos**. 88f. Dissertação (Mestrado em Ciências Econômicas) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2013.

CONSOLI, H. S. **Avaliação da atratividade de projetos de E&P em águas profundas: uma análise comparativa entre os regimes de concessão e de partilha**. 122f. Dissertação (Mestrado em Economia) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2015.

CORRAR, L. J.; PAULO, E.; DIAS FILHO, J.M. **Análise multivariada para os cursos de Administração, Ciências Contábeis e Economia**. São Paulo: Editora Atlas, 2007.

DANIEL, P.; GOLDSWORTHY, B.; MALISZEWSKI, W.; PUYO, D. M.; WATSON, A. Evaluating Fiscal Regimes for Resource Projects: an example from oil development. In: IMF CONFERENCE ON TAXING NATURAL RESOURCES, 2008. **Proceedings of the IMF Conference on Taxing Natural Resources**, Washington D.C., USA, 2008.

DYER, J.; FISHBURN, P.; STEUER, R.; WALLENIOUS, J.; ZIONTS, S. Multiple criteria decision making, multiattribute utility theory: The next ten years. **Management Science**, v. 38, n. 5, p. 645-654, 1992.

ESMAIELI, M.; BAHRINI, A.; SHAYANRAD, S. Using game theory approach to interpret stable policies for Iran's oil and gas common resources conflicts with Iraq and Qatar. **Journal of Industrial Engineering International**, v. 11, No. 4, p. 543-554, 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), **Contexto mundial e os preços do petróleo: uma visão de longo prazo**. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2008. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 15 jul. 2017.

FÁVERO, L. P.; BELFIORE, P.; DA SILVA F. L.; CHAN, B. L. **Análise de Dados: Modelagem Multivariada para tomada de decisões**. São Paulo: Editora Elsevier, 2009.

FEILER, P.; TEECE, D. Case study, dynamic capabilities and upstream strategy: Supermajor EXP. **Energy Strategy Reviews**, v. 3, p. 14-20, 2014.

FELIPE, E. S. **Mudanças institucionais e estratégias empresariais: a trajetória e o crescimento da Petrobras a partir da sua atuação no novo ambiente competitivo 1997-2010**. 297f. Tese (Doutorado em Ciências Econômicas) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2010.

FIANI, R. **Teoria Dos Jogos**. 4. ed. Rio de Janeiro: Editora Elsevier, 2015.

FIGUEIRA, J.; GRECO, S.; EHRGOTT, M. **Multiple Criteria Decision Analysis: State of Art Surveys**. Boston, MA: Editora Springer Science & Business Media, 2005.

FLORÊNCIO, P. The Brazilian 2010 oil regulatory framework and its crowding-out investment effects. **Energy Policy**, v. 98, p. 378-389, 2016.

FRANCO, L. A.; MONTIBELLER, G. **Problem Structuring for Multi-Criteria Decision Analysis**. Working Paper 115, Operational Research Group, Department of Management, London School of Economics and Political Science, Great Britain, UK, 2009.

FRASER INSTITUTE, **Economic Freedom Index (EFI)**, 2017. Disponível em: <www.fraserinstitute.org/economic-freedom/map>. Acesso em: 14 jul. 2017.

GAFFNEY, CLINE E ASSOCIATES. **Exame e Avaliação de Dez Descobertas e Prospectos Selecionadas no Play do Pré-sal em Águas Profundas na Bacia de Santos**. Relatório elaborado para a ANP, 2010a. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 14 dez. 2016.

GAFFNEY, CLINE E ASSOCIATES. **Relatório de Recursos e reservas de Hidrocarbonetos para determinadas propriedades no Brasil em 31 de Dezembro de 2009**. Relatório

elaborado para Queiroz Galvão, 2010b. Disponível em: <www.qgep.com.br>. Acesso em: 14 dez. 2016.

GARCIA, R.; LESSARD, D.; SINGH, A. Strategic partnering in oil and gas: A capabilities perspective. **Energy Strategy Reviews**, v. 3, p. 21-29, 2014.

GOMES, C. J. V. **O marco regulatório da prospecção de petróleo no Brasil: o regime de concessão e partilha de produção**. Consultoria do Senado Federal, Brasília, DF, 2009. Disponível em: <www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/150159/texto55carlosjacques> Acesso em: 31 mai. 2017.

GOMES, C. F. S.; GOMES, L. F. A. M.; MARANHÃO, F. J. C. Decision analysis for the exploration of gas reserves: Merging TODIM and THOR. **Revista Pesquisa Operacional**, v. 30, n. 3, p. 601-617, 2010.

GOMES, L. F. A. M.; GOMES, C. F. S. **Tomada de decisão gerencial: enfoque multicritério**. 5. ed. São Paulo: Editora Atlas, 2014.

GOMES, L. F. A. M.; MACHADO, M. A. S.; RANGEL, L. A. D. Multicriteria analysis of natural gas destination in Brazil: An application of the TODIM method. **Mathematical and Computer Modelling**, v. 50, n. 1-2, p. 92-100, 2009.

GOMES, L. F. A. M.; MACHADO, M. A. S.; RANGEL, L. A. D. Multi-criteria analysis of natural gas destination in Brazil: A comparison of TODIM against the use of the Choquet integral. **Procedia Computer Science**, v. 31, p. 351-358, 2014.

GOMES, L. F. A. M.; RANGEL, L. A. D. An application of the TODIM method to the multicriteria rental evaluation of residential properties. **European Journal of Operational Research**, v. 193, p. 204-211, 2009.

HAIR, J. F. J.; BLACK, W. C.; BABIN, B. J.; ANDERSON, R. E. **Multivariate Data Analysis**. 7. ed. New Jersey: Editora Pearson Prentice-Hall, 2010.

HERNANDEZ-PEREZ, A. Economics of oil regulation and the Brazilian reform: Some issues. **Energy Policy**, v. 39, p. 57-65, 2011.

HILLIER, F. S.; LIEBERMAN, G. L., **Introduction to Operations Research**. 7. ed. New Jersey: Editora McGraw Hill Education, 2001.

HOLDEN, S. Avoiding the resource curse: the case Norway. **Energy Policy**, v. 63, p. 870-876, 2013.

HUNTER, T. The offshore petroleum regulatory frameworks of Australia and Norway. **Oil, gas & energy law intelligence**, v. 8, n. 4, 38p., 2010. Disponível em: <http://epublications.bond.edu.au/law_pubs/352>. Acesso em: 29 set. 2017.

HWANG, C. L.; YOON, K. **Multiple Attribute Decision Making Methods and Applications: A State-of-the-Art Survey**. 1. ed. New York: Editora Springer-Verlag, 1981.

IDEMUDIA, U. The resource curse and the decentralization of oil revenue: the case of Nigeria. **Journal of Cleaner Production**, v. 35, p. 183-193, 2012.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Key World Energy, 2015**. Disponível em: <www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld_Statistics_2015.pdf> Acesso em: 15 jul. 2016.

INTERNATIONAL TRADE COMMISSION (ITC). **2016 Top Markets Report Upstream Oil and Gas Equipment**, USA Department of Commerce, 2016. Disponível em: <www.trade.gov/topmarkets/pdf/Oil_and_Gas_Executive_Summary.pdf>. Acesso em: 18 dez. 2016.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (IBP). **Agenda Prioritária da Indústria de Petróleo, Gás e Biocombustíveis 2014-2015**, 2016. Disponível em: <www.ibp.org.br>. Acesso em: 17 dez. 2016.

JOHNSON, R. A.; BHATTACHARYYA, G. K. **Statistics: principles and methods**. Editora John Wiley & Sons, New Jersey, NJ, USA, 6ª edição, 2009.

JOHNSON, R. A.; WICHERN, D. W. **Applied multivariate statistical analysis**. 6. ed. New Jersey: Editora Pearson Prentice-Hall International, 2010.

JOHNSTON, D. Changing Fiscal Landscape. **Journal of World Energy Law and Business**, v. 1, n. 1, p. 31-54, 2008.

JOHNSTON, D. **How to Evaluate the Fiscal Terms of Oil Contracts**. In: Humphreys, M., Sachs, J.D., Stiglitz, J.E. (Eds.), *Escaping the Resource Curse*, Columbia University Press, New York, p. 53-88, 2007.

JOHNSTON, D. **International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts**. Tulsa, OK: Editora Penn Well Books, 1994.

JOHNSTON, D.; JOHNSTON, D. **Fundamental Petroleum Fiscal Considerations**. Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford, Oxford, UK, 2015.

KANKAM D.; ACKAH I. The Optimal Petroleum Fiscal Regime for Ghana: An Analysis of Available Alternatives. **International Journal of Energy Economics and Policy**, v. 4, n. 3, p. 400-410, 2014.

KEENEY, R. L.; RAIFFA, H. **Decision with Multiple Objectives: Preferences and Value Tradeoffs**. Cambridge, UK: Editora Cambridge University Press, 1993.

KEENEY, R. L. **Value-Focused Thinking: a path to creative decision-making**. Cambridge, MA: Editora Harvard University Press, 1992.

KJEMPERUD, A. **Petroleum Fiscal Regimes Basic Concepts**. In: Coordinating Committee for Geoscience Programmes in Asia (CCOP), Bangkok, Thailand, 2003. Disponível em: <www.ccop.or.th>. Acesso em: 15 set. 2016.

KOLSTAD, I.; WIIG, A. It's the rent, stupid! The political economy of resource curse. **Energy Policy**, v. 37, n. 12, p. 5317-5325, 2009.

LEÓN, O. G. Value-Focused Thinking versus Alternative-Focused Thinking: Effects on Generation of Objectives. **Organizational Behavior and Human Decision Processes**, v. 80, n. 3, p. 213-227, 1999.

LEONETI, A. B. Utility Function for modeling group multicriteria decision making problems as games. **Operations Research Perspectives**, v. 3, p. 21-26, 2016.

LEONETI, A. B.; DE SESSA, F. A. Deviation Index Proposal to Evaluate Group Decision Making Based on Equilibrium Solutions. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON GROUP DECISION AND NEGOTIATION (GDN), 16, 2016. **Proceedings of the 16th International Conference on Group Decision and Negotiation (GDN)**, Western Washington University, Washington d. c., p. 101-112, 2016.

LEONETI, A. B.; PIRES, E. C. Decision sciences in the management of water resources: multi-criteria methods and game theory applied to the field of sanitation. **Journal of Water Sanitation and Hygiene for Development**, v. 7, n. 2, p. 229-242, 2017.

LOOTSMA, F. A. The French and American school in multicriteria decision analysis. **Recherche Operationelle**, v. 24, n. 3, p. 263-285, 1990.

LOPES, Y. G.; ALMEIDA, A. T. A Multicriteria Decision model for selecting a portfolio of oil and gas exploration projects. **Pesquisa Operacional**, v. 33, n. 3, p. 417-441, 2013.

LUCCHESI, R., D. **Regimes fiscais de exploração e produção de petróleo no Brasil e no mundo**. 149f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2011.

LUCE, R. D.; RAIFFA H. **Games and Decisions: Introduction and critical survey**. New York: Editora John Wiley and Sons, 1957.

MADANI, K. Game theory and water resources. **Journal of Hydrology**, v. 381, n. 3-4, p. 225-238, 2010.

MADANI, K.; LUND, J. R. A Monte-Carlo game theoretic approach for Multi-Criteria Decision Making under uncertainty. **Advances in Water Resources**, v. 34, n. 5, p. 607-616, 2011.

MAGALHÃES, A. S.; DOMINGUES, E. P. Blessing or curse: Impacts of the Brazilian Pre-Salt oil exploration. **EconomiA Journal**, v. 15, p. 343-362, 2014.

MANAF, N. A. A.; MAS'UD, A.; ISHAK, Z.; SAAD, N.; RUSSEL, A. Towards establishing a scale for assessing the attractiveness of petroleum fiscal regimes - Evidence from Malaysia. **Energy Policy**, v. 88, p. 253-261, 2016.

MCKELVEY, R. D.; MCLENNAN, A. M.; ANDREW, M.; TUROCY T. L. **Gambit: Software Tools for Game Theory**, Versão 16.0.1, 2016. Disponível em: <<http://www.gambit-project.org>>. Acesso em: 02 abr. 2018.

MEDEIROS, B. B. **Policies to develop the oil and gas supply chain: Essays with emphasis on the lessons and contributions from the Norwegian experience to Brazil**. 248f. Tese (Doutorado em Economia) na Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, Brasil, 2015.

MOHN, K.; OSMUDSEN, P. Exploration economics in a regulated petroleum province: The case of the Norwegian Continental Shelf. **Energy Economics**, v. 30, n. 2, p. 303-320, 2008.

MOMMER, B. **Oil Prices and Fiscal Regimes**. WPM 24, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, UK, 1999.

MORAIS, J. M. **Petróleo em águas profundas: Uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore**. Brasília: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), 2013.

MULLINER, E.; SMALLBONE, K.; MALIENE, V. An assessment of sustainable housing affordability using a multiple criteria decision making method. **Omega Journal**, v. 41, n. 2, p. 270-279, 2013.

MYERSON, R. B. Nash Equilibrium and the History of Economic Theory. **Journal of Economic Literature**, v. 37, n. 3, p. 1067-1082, 1999.

NAKHLE, C. **Licensing and upstream petroleum fiscal regimes: Assessing Lebanon's choices**. LCPS (Lebanese Center for Policy Studies), Policy Paper, Ras Beirut, Lebanon, 2015. Disponível em: <<https://www.researchgate.net/publication/280727451>>. Acesso em: 15 dez. 2016.

NAKHLE, C. **Petroleum Taxation: Sharing the oil wealth**, Studies in International Business and the World Economy. New York: Editora Routledge, 2008.

NASH, J. F. **Non-Cooperative Games**. PhD Dissertation in Mathematics, Princeton University, Princeton, NJ, USA, 1950.

NASH, J. F. Two-Person Cooperative Games, **Revista Econometrica**, v. 21, n. 1, p. 128-140, 1953.

NGOASONG, M. Z. How international oil and gas companies respond to local content policies in petroleum-producing developing countries: A narrative enquiry. **Energy Policy**, v. 73, p. 471-479, 2014.

Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEC, 2018). Disponível em: <www.opec.org>. Acesso em: 13 mar. 2018.

OSBORNE, M. J.; RUBINSTEIN, A. **A Course in Game Theory**. Cambridge, MA: Editora The MIT Press, 1994.

PAZ, J. M. Oil and development in Brazil: Between an extractive and an industrialization strategy. **Energy Policy**, v. 73, p. 501-511, 2014.

PETROBRAS, Relacionamento com investidores, **Relatório de Administração 2015**, 2016. Disponível em: <www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/relatorio-de-administracao>. Acesso em: 17 dez. 2016.

POSTALI, F. A. S. Regime Fiscal, investimento em petróleo e opções reais. **Revista Economia Aplicada**, v. 13, n. 2, p. 207-230, 2009.

RAMIREZ-CENDRERO, J. M.; PAZ, M. J. Oil fiscal regimes and national oil companies: A comparison between Pemex and Petrobras. **Energy Policy**, v. 101, p. 473-483, 2017.

ROBINSON D.; GOFORTH D. **The Topology of the 2x2 Games: A New Periodic Table**. New York: Editora Routledge, 2005.

RODRIGUES, L. A.; SAUER, I. L. Exploratory assessment of the economic gains of a pre-salt oil field in Brazil. **Energy Policy**, v. 87, p. 486-495, 2015.

ROSSIAUD, S. Opening the upstream oil industry to private companies: An analysis based on transaction cost economics. **Cahier de Recherche EDDEN**, No. 2, 2014. Disponível em: <halshs.archives-ouvertes.fr/halshs-00960681>. Acesso em: 14 dez. 2016.

ROSSONI, C. F. **Decisão Multicritério: Uma pesquisa experimental para avaliação da percepção dos gestores de MPE acerca do modelo de tomada de decisão T-ODA quanto à sua aplicabilidade**. 217f. Dissertação (Mestrado em Administração) - Faculdade de Campo Limpo Paulista (FACCAMP), Campinas, SP, Brasil, 2011.

ROSZKOWSKA, E. Rank Ordering Criteria Weighting Methods - a Comparative Overview. **Optimum Studia Ekonomiczne**, v. 5, No. 65, p. 14-33, 2013.

ROY, B. **Multicriteria Methodology for Decision Aiding - Nonconvex Optimization and Its Applications**. New York: Editora Springer Science & Business Media, 1996.

SAATY, T. L.; VARGAS, L. G. **Models, Methods, Concepts & Applications of the Analytic Hierarchy Process**. International Series in Operations Research & Management Science. New York: Editora Springer Science & Business Media, 2001.

SABEL, C.; HERRIGEL G.; KRISTENSEN P. H. **Regulation under uncertainty: The coevolution of industry and regulation**, Regulation & Governance Journal, 2017, doi: 10.1111/rego.12146.

SCHITKA, B. B. Applying game theory to oil and gas unitization agreements: how to resolve mutually beneficial, yet competitive situations. **The Journal of World Energy Law & Business (JWELB)**, v. 7, n. 6, p. 572-581, 2014.

SEABRA, A. A.; KHOSROVYAN, A.; DEL VALLS, T. A.; POLETTE, M. Management of pre-salt oil royalties: Wealth or poverty for Brazilian coastal zones as a result? **Resources Policy**, v. 45, p. 1-8, 2015.

SERRA, R. V. O Novo Marco Regulatório do Setor Petrolífero Brasileiro: dádiva ou maldição? In: CIRCUITO DE DEBATES ACADÊMICOS, 1, 2011. **Anais do I Circuito de Debates Acadêmicos**, Insituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), Rio de Janeiro, RJ, Brasil,

2011. Disponível em: <www.ipea.gov.br/code2011/chamada2011/pdf/area4/area4-artigo7.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2017.

SHAW, D.; FRANCO, A.; WESTCOMBE, M. Problem structuring methods: new directions in a problematic world. **Journal of the Operational Research Society**, v. 57, n. 7, p. 757-758, 2006.

SHIMIZU, T.; CARVALHO, M. M.; LAURINDO, F. J. B. **Strategic Alignment Process and Decision Support Systems: Theory and Case Studies**. Hershey: Editora IRM Press, 2006.

SHUEN, A.; FEILER, P. F.; TEECE, D. J. Dynamic capabilities in the upstream oil and gas sector: Managing next generation competition. **Energy Strategy Reviews**, v. 3, p. 1-9, 2014.

SIMÃO, N. B. **A Reestruturação do Setor Petrolífero no Brasil: A Questão da Tributação**. 140f. Dissertação (Mestrado em ciência em Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2001.

SIMON, H. A. **The New Science of Management Decision**. New York: Editora Harper & Row Publishers, 1960.

SOLTANI, A.; SADIQ, R.; HEWAGE, K. Selecting sustainable waste-to-energy technologies for municipal solid waste treatment: a game theory approach for group decision-making. **Journal of Cleaner Production**, v. 113, p. 388-399, 2015.

SZKLO, A. S.; CARNEIRO, J. T. G.; MACHADO, G. Break-even price for upstream activities in Brazil: Evaluation of the opportunity cost of oil production delay in a non-mature sedimentary production region. **Energy Journal**, v. 33, n. 4, p. 589-600, 2008.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciências, 2001.

THOMPSON, L. O.; LEONETI, A. B.; BANARES-ALCANTARA, R.; PIRES, E. C. Using game theory to assess multi-company strategies in watershed management. **Ambiente & Água - An Interdisciplinary Journal of Applied Science**, v. 11, n. 3, p. 535-547, 2016.

TOLMASQUIN, M. T.; PINTO JUNIOR, H. Q. **Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Synergia, 2011.

TORDO, S. **Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues**. Working Paper No. 123, Washington: World Bank, 2007.

TORDO, S.; JOHNSTON, D.; JOHNSTON, D. **Petroleum Exploration and Production Rights: Allocation Strategies and Design Issues**. Working Paper No. 179, Washington: World Bank, 2010.

TORDO, S.; WARNER, M.; MANZANO, O. E.; ANOUTI, Y. **Local Content Policies in the Oil and Gas Sector**. Washington: World Bank, 2013.

VAN MEURS, P. **Maximizing the value of government revenues from upstream petroleum arrangements under high oil prices**. Van Meurs Corporation, A discussion document, 2008.

Disponível em: < <http://radio.baley.org/documents/free/80080003.pdf>>. Acesso em: 01 out. 2017.

VILANI, R. M. **Contribuição para o planejamento brasileiro de exploração de petróleo e gás natural através da formulação de uma política nacional do uso sustentável das reservas de petróleo e gás natural**. 255f. Tese de Doutorado na Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2010.

VIRINE, L.; MURPHY, D. **Analysis of Multicriteria Decision-Making Methodologies for the Petroleum Industry**. In: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE (IPTC), 2007. International Petroleum Technology Conference, paper n. 11765, Dubai, UAE, 2007.

VON NEUMANN, J.; MORGENSTERN, O. **Theory of Games and Economic Behavior**. 3. ed. Princeton, NJ: Editora Princeton University Press, 1953.

WILLIGERS, B. J. A.; BRATVOLD, R. B.; HAUSKEN, K. A. A game theoretic approach to conflicting and evolving stakeholder preferences in the E&P industry, **SPE Economics and Management**, No. 1, SPE 124178, p. 19-26, 2009.

WILLIGERS, B. J. A.; HAUSKEN, K. The strategic interaction between the government and international oil companies in the UK: An example of a country with dwindling hydrocarbon reserves. **Energy Policy**, v. 57, p. 276-286, 2013.

YANG, M.; KHAN, F. I.; SADIQ, R.; AMYOTTE, P. A rough set-based game theoretical approach for environmental decision-making: A case of offshore oil and gas operations. **Process Safety and Environmental Protection Journal**, v. 91, n. 3, p. 172-182, 2013.

YERGIN, D. **The Prize - The Epic Quest for Oil, Money and Power**. New York: Editora Simon & Schuster, 2010.

ZELENY, M. Games with multiple payoffs. **International Journal of game theory**, v. 4, n. 4, p. 179-191, 1975.

ZOLFANI, S. H.; BANIHASHEMI, S. S. A. Personnel selection based on a novel model of Game Theory and MCDM approaches. In: INTERNATIONAL SCIENTIFIC CONFERENCE BUSINESS AND MANAGEMENT, 8, 2014. **Proceedings of the 8th International Scientific Conference Business and Management**, Vilnius, Lithuania, p. 15-16, 2014.

ZOLFANI, S. H.; MAKNOON, R.; ZAVADSKAS, E. K. Multiple Nash equilibriums and evaluation of strategies, new application of MCDM methods. **Journal of Business Economics and Management**, v. 16, n. 2, p. 290-306, 2015.

APÊNDICE A - DETALHAMENTO DOS CRITÉRIOS QUALITATIVOS

Nas duas primeiras aplicações práticas (seções 5.3 e 5.4), que utilizaram de dados de referências bibliográficas, foram considerados alguns critérios mais qualitativos, a saber: (i) nível de controle; (ii) conveniência; (iii) economia. Os valores foram quantificados a partir de uma análise do número de elementos positivos e negativos das legislações e regulações de cada país. A correta definição e mensuração destes três critérios é imprescindível nos resultados de comparação entre os regimes regulatórios. O nível de controle governamental mede o grau de participação dos governos nas atividades operativas e gerenciais através de sua própria estrutura ou da NOC, grau de controle dos volumes de produção de recursos e presença de políticas agressivas de conteúdo local. O critério da conveniência visa mensurar a estrutura fiscal utilizada pelos governos, sendo possível ser mais progressivo ou regressivo, a flexibilidade das regulações de acordo com condições operacionais e gerenciais e a possibilidade de mudanças arbitrárias. Já o critério da economia busca medir a transparência e simplicidade dos regimes fiscais, além dos métodos de licitação de blocos exploratórios.

Nas tabelas a seguir, se encontram detalhados estes elementos positivos e negativos em uma ordem alfabética por país pesquisado. Os estudos considerados na mensuração destes elementos positivos e negativos a seguir foram: (i) Bain e Tozzini (2009); (ii) Nakhle (2008, 2015); (iii) Tordo et al. (2010); (iv) Tolmasquin e Pinto Junior (2011).

Arábia Saudita (Regime: Serviços)

<u>Critério: Nível de Controle</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Elevado controle estatal das atividades operacionais e gerenciais	
Obrigatoriedade na venda dos recursos produzidos no mercado interno	
Contratos de serviços realizados obrigatoriamente em parceria com a NOC	
<u>Critério: Conveniência</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
	Dificuldade de acesso a informações sobre os contratos assinados anteriormente
	Limitação dos contratos de serviços somente a campos de gás
<u>Critério: Economia</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
	Sem presença de regras claras para a realização de leilões e licitações para os contratos de serviços

Argélia (Regime: Concessão)

<u>Critério: Nível de Controle</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Obrigatoriedade da participação da NOC (Sonatrach) em todos os contratos assinados com um mínimo de 51%	Gestão e Regulação do setor de E&P feitas por duas agências independentes

<u>Critério: Conveniência</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Impostos e tributos flexíveis de acordo com a produtividade do campo	Regime fiscal mais regressivo centrado na produção (royalties) do que nos lucros
	Introdução de uma taxa de 5% a 50% sobre os lucros extraordinários no caso de preço do petróleo maior que US\$30/bbl.

<u>Critério: Economia</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Gestão e Regulação do setor de E&P feitas por duas agências independentes	Obrigatoriedade de participação da NOC em praticamente todos os blocos

Austrália (Regime: Concessão)

<u>Critério: Conveniência</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Progressividade do regime de tributação com impostos concentrados nos lucros obtidos, com a eliminação dos royalties em alguns blocos a partir de 1990	Plano de Exploração e Produção pouco flexível e que deve ser integralmente cumprido nos primeiros anos de concessão
Flexibilidade nas tributações e incentivos fiscais de acordo com situações operacionais	

<u>Critério: Economia</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Processos de licitação claros e públicos baseados em critérios de julgamento técnicos e financeiros	
Simplicidade nas tributações e das regulações de maneira geral	

Angola (Regime: Partilha de Produção)

<u>Critério: Nível de Controle</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Participação obrigatória da NOC (Sonangol) em praticamente todos os blocos, principalmente <i>offshore</i>	Mecanismos e políticas de conteúdo local muito complexos
Empresas petrolíferas devem adotar medidas que assegurem a participação de empresas e mão-de-obra locais no setor petrolífero	
Forte intervenção da NOC nas atividades operacionais e gerenciais	
Necessidade de aprovação pelo governo local dos planos de Exploração e Produção	

Critério: Conveniência

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Regime progressivo de tributação visando concentrar os impostos nos lucros obtidos	Elevado valor do imposto sobre o rendimento do petróleo, podendo chegar até 65,75%
Elevada flexibilidade na estrutura fiscal em situações de risco e em determinadas condições operacionais	

Critério: Economia

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Realização de vários processos licitatórios visando envolver variadas empresas de pequeno e grande porte	Estrutura fiscal e regulatória bastante confusa e complexa
	Obrigatoriedade de participação da NOC em praticamente todos os blocos

Azerbaijão (Regime: Partilha de Produção)Critério: Nível de Controle

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Participação obrigatória da NOC (SOCAR) em praticamente todos os projetos de E&P com participação entre 20% e 50%	
Determinação da preferência pelo uso de mão-de-obra local para os projetos de E&P	

Critério: Conveniência

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Flexibilidade no pagamento de impostos sobre o lucro e mecanismos de recuperação de custos de acordo com cada projeto	
Elevada progressividade do regime fiscal concentrado no óleo-lucro (profit-oil)	

Critério: Economia

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Contratos de E&P assinados tem força de lei já que necessitam ser aprovados pelo Parlamento do país	Obrigatoriedade de participação da NOC em praticamente todos os blocos
	Processo de outorga de licenças bastante complexo e demorado

Brasil (Regime: Concessão)Critério: Nível de Controle

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Grande participação da NOC (Petrobras) nos leilões realizados e no mercado de E&P de maneira geral	Pouca interferência nos níveis de produção de recursos
Políticas agressivas de conteúdo local com percentuais mínimos obrigatórios	Pouca intervenção nas atividades operacionais e gerenciais
Compromisso de realização do Programa Exploratório Mínimo (PEM) assumido pela oferta vencedora	

<u>Critério: Conveniência</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Possibilidade de incentivos as empresas de acordo com condições operacionais	Regime tributário regressivo com impostos concentrados nas receitas brutas
Mecanismos flexíveis e especiais para pagamento de tributos em materiais e equipamentos importados	Pouca flexibilidade em situações de risco e condições operacionais

<u>Critério: Economia</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Leilões públicos transparentes e abertos a todas as empresas interessadas	Estrutura tributária complexa com a presença de diversos tributos e legislações

Cazaquistão (Regime: Partilha de Produção)

<u>Critério: Nível de Controle</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Obrigatoriedade da participação de no mínimo 50% da NOC (KMG) em praticamente todos os projetos de E&P	Pouca interferência nas atividades realizadas e nos níveis de produção de petróleo e gás
Determinação da preferência pelo uso de mão-de-obra local para os projetos de E&P	
Utilização de mecanismos de conteúdo local (materiais, serviços e produtos)	

<u>Critério: Conveniência</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Sistema flexível de escalonamento de impostos de acordo com os volumes de produção	Falta de clareza e incertezas associadas aos novos regimes fiscal e tributário (Partilha)
Regime tributário mais progressivo com impostos concentrados na renda econômica do petróleo exportado	

<u>Critério: Economia</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Processos de licitação de novos blocos anuais com o julgamento das ofertas baseados em fatores financeiros e técnicos	Possibilidade de reserva de determinados campos somente a NOC (KMG)
	Possibilidade de exclusão de empresas exploradoras devido a existência de riscos para a segurança nacional

China (Regime: Partilha de Produção)

<u>Critério: Conveniência</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Mecanismos flexíveis de tributação de acordo com condições operacionais, tais como o <i>sliding scale</i>	Regime regressivo de tributação com impostos concentrados nos royalties sobre a receita bruta
Possibilidade de dedução de alguns custos específicos para o pagamento dos tributos	Possibilidade de pagamento adicional de tributos de acordo com a produtividade dos campos

<u>Critério: Economia</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
	Dificuldade de acesso a informações sobre os contratos assinados anteriormente

Chipre (Regime: Partilha de Produção)

<u>Critério: Conveniência</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Regime de tributação progressivo com tributos concentrados nos lucros obtidos	Dificuldade de acesso a informações referentes aos regimes tributários aplicados
Possibilidade de flexibilidade no pagamento dos tributos, tais como o <i>sliding scale</i>	

<u>Critério: Economia</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Realização de leilões públicos e abertos a todas as empresas interessadas	Falta de divulgação dos termos negociados nos contratos assinados

Colômbia (Regime: Concessão)

<u>Critério: Nível de Controle</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Obrigatoriedade do estabelecimento de um Plano de Exploração mínimo de cada região	Pouca interferência governamental nas atividades operacionais e gerenciais realizadas
Políticas de conteúdo local focadas na transferência de tecnologia e capacitação da mão-de-obra local.	Pouca interferência governamental nos níveis de produção de petróleo e gás

<u>Critério: Conveniência</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Regime tributário flexível com escalonamento no pagamento dos impostos de acordo com a produtividade do campo	
Regime progressivo com o estabelecimento de lucros extraordinários em caso de elevação do preço e produtividade do campo	

<u>Critério: Economia</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Processos de licitação de novos blocos públicos e abertos com o julgamento das ofertas baseados em fatores financeiros e técnicos	Elevada complexidade na outorga das licenças de exploração e produção de recursos

Emirados Árabes (Regime: Concessão)

<u>Critério: Nível de Controle</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Direito de participação arbitrário de até 60% através da NOC dos blocos requeridos pelo governo local	Sem interferência governamental nos níveis de produção de recursos
Elevado controle das atividades gerenciais e operacionais	

<u>Critério: Conveniência</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Flexibilidade no pagamento dos tributos de acordo com condições operacionais	Estrutura fiscal regressiva com vários impostos sobre as receitas brutas
Possibilidade de importação de equipamentos e materiais específicos com redução na incidência de impostos.	

<u>Critério: Economia</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
	Realização de leilões e licitações sem regras claras
	Participação arbitrária dos governos locais em determinados blocos

Estados Unidos (Regime: Concessão)

<u>Critério: Nível de Controle</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Necessidade de elaboração de um Plano de Exploração e Produção para cada bloco concedido	Pouca ou nenhuma intervenção nas atividades operacionais e gerenciais
	Pouca ou nenhuma intervenção nos níveis de produção de recursos
	Não existência de políticas de conteúdo local, onde as empresas sofrem pouco controle governamental

<u>Critério: Conveniência</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Regulações dos mercados é considerada bastante clara e concisa	Elevado valor do bônus de assinatura no momento da concessão do bloco (elemento regressivo)
Estrutura fiscal mais progressiva com impostos concentrados nos lucros, mesmo com a presença de elevado pagamento do bônus de assinatura	
Flexibilidade nas tributações de acordo com situações operacionais	

<u>Critério: Economia</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Simplicidade na estrutura fiscal	
Processos de leilões públicos e transparentes das novas áreas licitadas	

Iêmen (Regime: Partilha de Produção)

<u>Critério: Conveniência</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Flexibilidade da tributação de acordo com condições operacionais	

<u>Critério: Economia</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Leilões públicos e abertos de novos blocos exploratórios e campos marginais	Elevada complexidade do mercado devido a interferência da NOC
Elevada transparência dos processos de licitação de novos blocos	

Indonésia (Regime: Partilha de Produção)

<u>Critério: Nível de Controle</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Direito de participação da NOC nos blocos definidos pelo governo após Declaração de Comercialidade	Pouca interferência nos níveis de produção dos recursos
Obrigatoriedade de venda de parte dos recursos produzidos no mercado interno	Implementação de novo órgão público (BP MIGAS) para função de regulação, antes realizada pela NOC
Presença de diversas políticas de conteúdo local de mão-de-obra, serviços e materiais	

Critério: Conveniência

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Regime progressivo de tributação com tributos concentrados nos lucros obtidos	Estabelecimento de um limite máximo de recuperação dos custos (<i>cost-oil</i>)
Mecanismos flexíveis de tributação de acordo com situações operacionais	Elevados custos de infraestrutura nos projetos de E&P
Implementação de diversos mecanismos de incentivo aos investimentos privados	

Critério: Economia

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Leilões públicos e abertos realizados com priorização de requisitos técnicos	Possibilidade de negociação direta entre o governo local e uma determinada empresa de novas áreas exploratórias
Realização de rodadas diretas de leilões com apresentação de ofertas sem um processo formal de rodada oficial	Elevada burocracia e complexidade nos projetos em conjunto com a NOC

Irã (Regime: Serviços)Critério: Nível de Controle

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Elevado controle das atividades operacionais através da NOC (NOIC)	
Obrigatoriedade na venda dos recursos produzidos no mercado interno	

Critério: Conveniência

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Possibilidade de remuneração das empresas estrangeiras com receita da produção de petróleo e contratos de longo prazo de exportação	Contratos de serviços pouco flexíveis, onde risco de não encontrar petróleo é inteiramente da empresa exploradora

Critério: Economia

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Regime fiscal mais simplificado conhecido como Contrato do tipo “ <i>buy back</i> ”	Sem presença de processos de licitação claros para a escolha das empresas exploradoras

Iraque (Regime: Serviços)Critério: Conveniência

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Possibilidade de pagamento de bônus de acordo com metas e produtividades estabelecidas em contrato	Dificuldade de acesso a diversas informações sobre os contratos
Possibilidade de dedução de alguns custos específicos para o pagamento dos tributos	Pagamentos executados somente em dinheiro com taxas pouco flexíveis e não com os recursos produzidos

Critério: Economia

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Presença de regras moderadas para a realização de leilões e licitações para contratos de serviços	

Israel (Regime: Concessão)

<u>Critério: Conveniência</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
	Regime de tributação regressivo com tributos concentrados nos royalties sobre as receitas brutas
	Elevação da participação governamental em virtude do aumento de tributos nas últimas licitações

<u>Critério: Economia</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
	Falta de transparência do governo local devido a diversas mudanças nos últimos processos licitatórios

Líbano (Regime: Partilha de Produção)

<u>Critério: Conveniência</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Regime de tributação progressivo com tributos concentrados nos lucros obtidos (sem royalties)	Dificuldade de acesso a informações referentes aos regimes tributários aplicados

<u>Critério: Economia</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Realização de leilões públicos e abertos a todas as empresas interessadas	

Líbia (Regime: Partilha de Produção)

<u>Critério: Nível de Controle</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Obrigatoriedade na participação da NOC em todos os projetos de E&P de no mínimo 60%	
Programa exploratório mínimo obrigatório para todos os blocos licitados	

<u>Critério: Conveniência</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Possibilidade de flexibilidade dos regimes fiscais e regulatórios de acordo com condições operacionais	Fragilidades na atração de investimentos, devido principalmente a vários anos de sanções econômicas

<u>Critério: Economia</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
	Incerteza e falta de clareza no processo de outorga das novas licenças
	Elevado clima de tensão, instabilidade e conflitos socioeconômicos

México (Regime: Serviços)

<u>Critério: Nível de Controle</u>	
<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Elevado controle estatal das atividades	
Obrigatoriedade na venda dos recursos produzidos no mercado interno	
Pagamentos somente em dinheiro as empresas exploradoras, sem acesso aos recursos produzidos	

<u>Critério: Conveniência</u>	
-------------------------------	--

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
	Contratos de serviços pouco flexíveis de acordo com condições operacionais

Critério: Economia

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Julgamento das propostas realizadas de maneira transparente de acordo com critérios técnicos e comerciais	Sem mecanismos claros para processos de licitação para escolha das empresas nas prestações de serviços
	Elevada burocracia e complexidade da NOC
	Dificuldade de acesso a informações sobre os contratos assinados anteriormente

Nigéria (Regime: Partilha de Produção)

Critério: Nível de Controle

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Nível de produção dos recursos controlado pelo governo local	
Controle moderado das atividades operacionais e gerenciais	
Presença de diversos mecanismos e políticas de conteúdo local	

Critério: Conveniência

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Regime tributário mais progressivo	Elaboração obrigatória de um Plano de E&P que deve ser revisado e aprovado pelo governo local
Flexibilidade no pagamento de tributos de acordo com a complexidade das atividades	

Critério: Economia

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Leilões públicos e abertos com critérios de julgamento técnicos e comerciais	Coexistência de diversos marcos regulatórios que aumenta a complexidade das atividades realizadas no país
	Estrutura tributária bastante complexa

Noruega (Regime: Concessão)

Critério: Nível de Controle

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Participação indireta do governo em alguns projetos através de outras empresas estatais além da NOC	Pouco controle governamental das atividades operacionais e gerenciais
Políticas agressivas de conteúdo local de equipamentos, serviços e mão-de-obra	Sem interferência nos níveis de produção de recursos
Elaboração obrigatória de um Plano de Exploração e Produção que deve ser cumprido integralmente	
Possibilidade de decisões arbitrárias de participação da NOC em certos projetos de E&P	

Critério: Conveniência

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Regime de tributação neutra e progressiva com impostos bastante concentrados nos lucros obtidos	Elaboração obrigatória de um Plano de Exploração e Produção que deve ser cumprido integralmente com riscos de retorno do bloco licitado ao governo
Forte suporte do governo local em políticas de incentivo de investimentos das empresas exploradoras em tecnologia e inovação	
Mecanismos fiscais e flexíveis de incentivo ao investimento em novos blocos e em campos mais maduros e de baixa produção	
Eliminação dos royalties sobre a receita bruta a partir das licenças concedidas a partir de 1986	
Flexibilidade na dedução de custos, tais como custos exploratórios, despesas relativas ao abandono de poços e recuperações secundárias	
Possibilidade de outorga de licenças de acordo com necessidade de compartilhamento de infraestruturas, com consequente diminuição dos custos	

Critério: Economia

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Instrumentos tributários e fiscais bastante simplificados e concisos	
Transparência dos critérios e parâmetros utilizados nas licitações realizadas para definir as empresas exploradoras vencedoras	
Leilões públicos abertos de outorga discricionários, sendo que os mais relevantes são parâmetros técnicos	
NOC compete em condições de igualdade com outras empresas para a outorga das licenças	

Rússia (Regime: Concessão)

Critério: Nível de Controle

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Participação indireta do governo em alguns projetos através de empresas estatais	Pouca interferência do governo local no controle das atividades operacionais e gerenciais
Presença de diversos mecanismos e políticas de conteúdo local	

Critério: Conveniência

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Flexibilidade da tributação de acordo com condições operacionais	Regime de tributação regressivo com impostos concentrados nas receitas brutas

Critério: Economia

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Simplicidade no processo de outorga das licenças de exploração	Falta de transparência em alguns processos licitatórios

Reino Unido (Regime: Concessão)

Critério: Conveniência

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Progressividade do regime de tributação com impostos concentrados nos lucros, com a eliminação dos royalties em alguns blocos licitados a partir de 2002	
Flexibilidade nas tributações e incentivos fiscais de acordo com situações operacionais	
Divisão dos novos blocos exploratórios com características flexíveis de acordo com riscos geológicos e capacidade de retorno estimada	

Critério: Economia

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Sistema de leilões públicos e abertos utilizando como critério de julgamento o plano de desenvolvimento de E&P e critérios técnicos e comerciais	
Simplicidade nas regulações e tributações	
Elevada transparência dos processos licitatórios	

Venezuela (Regime: Joint-venture)Critério: Nível de Controle

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Elevado controle e intervenção da NOC nas atividades gerenciais e operacionais realizadas	
Obrigatoriedade da participação governamental de um mínimo de 60% nos projetos de E&P	
Controle do nível de produção dos recursos está nas mãos do Estado e da NOC	
Políticas agressivas de conteúdo local de equipamentos, serviços e mão-de-obra	

Critério: Conveniência

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
Possibilidade de flexibilidade de termos fiscais e regulatórios em regiões que demandem elevados investimentos, como a faixa do Orinoco	Pouca flexibilidade da tributação em situações de risco e operacionais
	Regime tributário altamente oneroso para praticamente todos os investimentos

Critério: Economia

<u>Elementos Positivos</u>	<u>Elementos Negativos</u>
	Regime tributário bastante complexo e oneroso
	Sem regras claras para processos de licitação e outorga de blocos exploratórios
	Elevada burocracia da NOC

APÊNDICE B - PRIMEIRA ETAPA DA COLETA DE DADOS

Avaliação dos critérios de atratividade dos regimes jurídico-regulatórios de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil

Encontra-se em andamento no Grupo de Pesquisa de Apoio a Tomada de Decisão vinculado ao Programa de Pós-Graduação em Administração de Organizações da FEA/USP (RP), o projeto de pesquisa “Métodos de análise multicritério e teoria dos jogos aplicados à escolha dos regimes alternativos para a exploração de petróleo e gás no Brasil”. Este projeto visa englobar técnicas de tomada de decisão multicritério (MCDMs), juntamente com a teoria dos jogos e equilíbrio de Nash para encontrar as melhores soluções possíveis mais para os setores envolvidos no mercado de E&P no contexto brasileiro.

O questionário leva em torno de 5 minutos para ser respondido. Sua contribuição é imprescindível para a melhor compreensão dos critérios de atratividade considerados no momento da tomada de decisão de projetos de E&P em relação ao arcabouço regulatório brasileiro. O julgamento das afirmações deve seguir uma ordem crescente do grau de importância, sendo:

- 1- Discordo totalmente
- 2- Discordo fortemente
- 3- Discordo ligeiramente
- 4- Indiferente
- 5- Concordo ligeiramente
- 6- Concordo fortemente
- 7- Concordo totalmente

É importante mencionar que os resultados serão avaliados sem a identificação dos participantes, tampouco qualquer informação dos mesmos.

Desde já muito obrigado pelo seu tempo e contribuição.

1. Qual é a sua profissão?

2. Qual setor da indústria de E&P de petróleo e gás que você participa direta ou indiretamente?

- ☐ Universidades/Centros de Pesquisa
- ☐ Agências ou órgãos governamentais
- ☐ Empresas Operadoras
- ☐ Empresas de serviços
- ☐ Empresas de perfuração ou aluguel de plataformas

- ☐ Empresas de consultoria
☐ Empresas do setor naval
☐ Outros

De acordo com o grau de importância de diversas características do arcabouço regulatório brasileiro no momento da tomada de decisões de projetos de E&P de petróleo e gás, por favor julgar as afirmações a seguir:

1. Deve-se levar em consideração o valor pago pelo Bônus de Assinatura nas rodadas de licitação de blocos exploratórios.

[illegible]

2. Levo em consideração o impacto do pagamento de royalties, participações especiais e outros tributos incidentes no momento da produção.

[illegible]

3. Considero importante o impacto causado pelo atendimento aos compromissos e obrigações mínimas referentes ao Conteúdo Local no decorrer de todo o projeto.

Discordo 1 2 3 4 5 6 7 Concordo

Totalmente □ □ □ □ □ □ □ Totalmente

4. Levo em consideração o impacto causado pelo nível de controle governamental nas atividades operacionais e gerenciais no decorrer de todo o projeto.

[illegible]

5. Considero importante o potencial de rentabilidade associado aos blocos exploratórios no momento das rodadas de licitações.

[illegible]

6. Deve se considerar o potencial impacto dos custos de exploração e produção dos blocos exploratórios no momento das rodadas de licitações.

Discordo Totalmente 1 2 3 4 5 6 7 Concordo Totalmente

14. Considero importante um elevado grau de transparência do processo de julgamento e definição dos vencedores durante as rodadas de licitação de blocos exploratórios.

Discordo	1	2	3	4	5	6	7	Concordo
Totalmente	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	Totalmente

Por favor nos ajudar a melhorar continuamente este questionário de pesquisa.

Existe(s) algum(ns) aspecto(s) ou característica(s) significativa(s) para a tomada de decisão de investimentos em projetos de E&P que você gostaria de adicionar?

Auto-avaliação:

Considero-me um especialista nos seguintes tópicos abordados neste questionário.

APÊNDICE C - SEGUNDA ETAPA DA COLETA DE DADOS

2DA FASE: Avaliação dos critérios de atratividade dos regimes jurídico-regulatórios de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil

Encontra-se em andamento a 2da fase do projeto de pesquisa “Métodos de Análise Multicritério e Teoria dos Jogos aplicados à escolha dos regimes alternativos para a exploração de petróleo e gás natural no Brasil” no Programa de Pós-Graduação em Administração das Organizações da FEA/RP – USP. A importância deste projeto se deve à complexidade do problema foco da pesquisa, que é o mercado de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural no Brasil. A proposta desenvolvida visa englobar técnicas de tomada de decisão multicritério (MCDMs), juntamente com a Teoria dos Jogos para modelagem deste problema complexo, buscando encontrar uma solução mais adequada para todos os setores da sociedade. Os setores inicialmente identificados foram: (i) governos locais; (ii) empresas exploradoras e operadoras; (iii) empresas fornecedoras de produtos e serviços. Cada setor envolvido no mercado de E&P apresenta interesses e objetivos bastante distintos, aqui representados por critérios.

Na 1ª fase do projeto os critérios mais importantes utilizados para avaliar os regimes jurídicos-regulatórios foram identificados. Nesta 2ª fase sua contribuição é primordial no estabelecimento da ordem de importância dos critérios de acordo com os setores envolvidos no mercado de E&P, além da relação destes critérios com as possíveis alternativas de regimes jurídico-regulatórios disponíveis. Para isto, será utilizado o questionário semi-estruturado a seguir, o qual deverá levar em torno de 20 minutos para ser respondido.

É importante mencionar que os resultados encontrados não identificarão os participantes tampouco qualquer informação dos mesmos por questões de ética. Além disso, existe o compromisso de não divulgar individualmente as respostas obtidas nos questionários respondidos, sendo unicamente utilizados para auxiliar na modelagem e estruturação do problema.

Desde já muito obrigado pelo seu tempo e contribuição.

FELIPE COSTA ARAUJO

Felipe Costa Araujo
fcaraujo@usp.br

ALEXANDRE BEVILACQUA LEONETI

Alexandre Bevilacqua Leoneti
ableoneti@usp.br

Grupo de Pesquisa em Ciências da Decisão (www.integra.mat.br)
FEA - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade
USP - Universidade de São Paulo
Av. Bandeirantes 3900, Ribeirão Preto 14040-900, Brasil

1) Por favor, indicar a seguir a importância dos critérios de acordo com os setores envolvidos no mercado de E&P de petróleo e gás natural. Estes critérios abaixo foram selecionados a partir de um agrupamento das respostas de diversos especialistas do mercado de E&P brasileiro a partir de uma análise da 1ª fase deste questionário.

Critério 1:

Rentabilidade dos projetos de E&P

Este critério diz respeito a todos os aspectos que afetam diretamente a rentabilidade dos projetos de E&P, tais como potenciais margens de lucro, riscos geológicos e exploratórios, custos associados às atividades de exploração e produção, dentre outros.

Critério 2:

Nível de Participação Governamental

Este critério engloba o nível de participação e interferência governamental nas atividades operacionais e gerências dos projetos de E&P, também conhecido como government take, por meio dos valores de bônus de assinatura, percentuais de royalties, participações especiais e outros impostos, e ambiente geral de negócios no país.

Critério 3:

Estrutura Fiscal e Regulatória

Este critério busca medir o impacto da estrutura fiscal e regulatória vigente no Brasil, através da adequação aos processos licitatórios de novos blocos, transparência no julgamento das ofertas nos processos licitatórios, concentração dos impostos em projetos mais lucrativos e possibilidade de diferentes regulações de acordo com condições operacionais.

Critério 4:

Estabilidade política, jurídica e econômica

Este critério se relaciona com o grau de estabilidade do Brasil, englobando diversos fatores do ambiente político, segurança jurídica e direito a propriedade, expectativa de alterações arbitrárias ou quebras de contratos e nível de controle governamental.

Critério 5:

Flexibilidade

Este critério leva em consideração a capacidade de flexibilização dos compromissos, tais como PROMINP e REPETRO, e nas obrigações contratuais, principalmente o Conteúdo Local, das empresas envolvidas no setor de E&P com os governos.

Governos Locais

Em relação aos governos locais, considero que o critério mais importante e impactante é:

- ☐ Rentabilidade dos projetos de E&P
- ☐ Nível de Participação Governamental
- ☐ Estrutura Fiscal e Regulatória
- ☐ Estabilidade política, jurídica e econômica
- ☐ Flexibilidade

Em relação aos governos locais, considero que o segundo critério mais importante e impactante é:

- ☐ Rentabilidade dos projetos de E&P
- ☐ Nível de Participação Governamental
- ☐ Estrutura Fiscal e Regulatória
- ☐ Estabilidade política, jurídica e econômica
- ☐ Flexibilidade

Em relação aos governos locais, considero que o terceiro critério mais importante e impactante é:

- ☐ Rentabilidade dos projetos de E&P
- ☐ Nível de Participação Governamental
- ☐ Estrutura Fiscal e Regulatória
- ☐ Estabilidade política, jurídica e econômica
- ☐ Flexibilidade

Em relação aos governos locais, considero que o quarto critério mais importante e impactante é:

- ☐ Rentabilidade dos projetos de E&P
- ☐ Nível de Participação Governamental
- ☐ Estrutura Fiscal e Regulatória
- ☐ Estabilidade política, jurídica e econômica
- ☐ Flexibilidade

Em relação aos governos locais, considero que o quinto critério mais importante e impactante é:

- ☐ Rentabilidade dos projetos de E&P
- ☐ Nível de Participação Governamental
- ☐ Estrutura Fiscal e Regulatória
- ☐ Estabilidade política, jurídica e econômica
- ☐ Flexibilidade

Empresas exploradoras e operadoras

Em relação às empresas exploradoras e operadoras, considero que o critério mais importante e impactante é:

- ☐ Rentabilidade dos projetos de E&P
- ☐ Nível de Participação Governamental
- ☐ Estrutura Fiscal e Regulatória
- ☐ Estabilidade política, jurídica e econômica
- ☐ Flexibilidade

Em relação às empresas exploradoras e operadoras, considero que o segundo critério mais importante e impactante é:

- ☐ Rentabilidade dos projetos de E&P
- ☐ Nível de Participação Governamental
- ☐ Estrutura Fiscal e Regulatória
- ☐ Estabilidade política, jurídica e econômica
- ☐ Flexibilidade

Em relação às empresas exploradoras e operadoras, considero que o terceiro critério mais importante e impactante é:

- ☐ Rentabilidade dos projetos de E&P
- ☐ Nível de Participação Governamental
- ☐ Estrutura Fiscal e Regulatória
- ☐ Estabilidade política, jurídica e econômica
- ☐ Flexibilidade

Em relação às empresas exploradoras e operadoras, considero que o quarto critério mais importante e impactante é:

- ☐ Rentabilidade dos projetos de E&P
- ☐ Nível de Participação Governamental
- ☐ Estrutura Fiscal e Regulatória
- ☐ Estabilidade política, jurídica e econômica
- ☐ Flexibilidade

Em relação às empresas exploradoras e operadoras, considero que o quinto critério mais importante e impactante é:

- ☐ Rentabilidade dos projetos de E&P
- ☐ Nível de Participação Governamental
- ☐ Estrutura Fiscal e Regulatória
- ☐ Estabilidade política, jurídica e econômica
- ☐ Flexibilidade

Empresas fornecedoras de produtos e serviços

Em relação às empresas fornecedoras de produtos e serviços, considero que o critério mais importante e impactante é:

- ☐ Rentabilidade dos projetos de E&P
- ☐ Nível de Participação Governamental
- ☐ Estrutura Fiscal e Regulatória
- ☐ Estabilidade política, jurídica e econômica
- ☐ Flexibilidade

Em relação às empresas fornecedoras de produtos e serviços, considero que o segundo critério mais importante e impactante é:

- ☐ Rentabilidade dos projetos de E&P
- ☐ Nível de Participação Governamental
- ☐ Estrutura Fiscal e Regulatória
- ☐ Estabilidade política, jurídica e econômica
- ☐ Flexibilidade

Em relação às empresas fornecedoras de produtos e serviços, considero que o terceiro critério mais importante e impactante é:

- ☐ Rentabilidade dos projetos de E&P
- ☐ Nível de Participação Governamental
- ☐ Estrutura Fiscal e Regulatória
- ☐ Estabilidade política, jurídica e econômica
- ☐ Flexibilidade

Em relação às empresas fornecedoras de produtos e serviços, considero que o quarto critério mais importante e impactante é:

- ☐ Rentabilidade dos projetos de E&P
- ☐ Nível de Participação Governamental
- ☐ Estrutura Fiscal e Regulatória
- ☐ Estabilidade política, jurídica e econômica
- ☐ Flexibilidade

Em relação às empresas fornecedoras de produtos e serviços, considero que o quinto critério mais importante e impactante é:

- ☐ Rentabilidade dos projetos de E&P
- ☐ Nível de Participação Governamental
- ☐ Estrutura Fiscal e Regulatória
- ☐ Estabilidade política, jurídica e econômica
- ☐ Flexibilidade

Considerando o impacto dos fatores que afetam diretamente a rentabilidade dos projetos de E&P, a alternativa “contrato de serviços” é a de melhor potencial de retorno financeiro aos investimentos?

Discordo
Totalmente

1 2 3 4 5 6 7

Concordo
Totalmente

Considerando o impacto dos fatores que afetam diretamente a rentabilidade dos projetos de E&P, a alternativa “joint-venture” é a de melhor potencial de retorno financeiro aos investimentos?

[illegible]

Critério 2: Nível de Participação Governamental

Considerando a participação governamental nos projetos de E&P, a alternativa “concessão” é a de maior nível de interferência governamental nas atividades operacionais e gerenciais?

Discordo Totalmente 1 2 3 4 5 6 7 Concordo Totalmente

Considerando a participação governamental nos projetos de E&P, a alternativa “partilha de produção” é a de maior nível de interferência governamental nas atividades operacionais e gerenciais?

Discordo Totalmente 1 2 3 4 5 6 7 Concordo Totalmente

Considerando a participação governamental nos projetos de E&P, a alternativa “contrato de serviços” é a de maior nível de interferência governamental nas atividades operacionais e gerenciais?

[illegible]

Considerando a participação governamental nos projetos de E&P, a alternativa “joint-venture” é a de maior nível de interferência governamental nas atividades operacionais e gerenciais?

Discordo Totalmente 1 2 3 4 5 6 7 Concordo Totalmente

Critério 3: Estrutura Fiscal e Regulatória

Considerando a estrutura fiscal e regulatória para as empresas no mercado de E&P, a alternativa “concessão” é a de maior facilidade e simplicidade de adequação?

Discordo Totalmente 1 2 3 4 5 6 7 Concordo Totalmente

Considerando a estrutura fiscal e regulatória para as empresas no mercado de E&P, a alternativa “partilha de produção” é a de maior facilidade e simplicidade de adequação?

Discordo Totalmente 1 2 3 4 5 6 7 Concordo Totalmente

(Note: The scale uses seven empty square boxes corresponding to numbers 1 through 7.)

Considerando a estrutura fiscal e regulatória para as empresas no mercado de E&P, a alternativa “contrato de serviços” é a de maior facilidade e simplicidade de adequação?

Discordo 1 2 3 4 5 6 7 Concordo
Totalmente □ □ □ □ □ □ □ Totalmente

Considerando a estrutura fiscal e regulatória para as empresas no mercado de E&P, a alternativa “joint-venture” é a de maior facilidade e simplicidade de adequação?

Discordo Totalmente 1 2 3 4 5 6 7 Concordo Totalmente

Critério 4: Estabilidade política, jurídica e econômica

Considerando o grau de estabilidade política, jurídica e econômica para as empresas do mercado de E&P, a alternativa “concessão” é a que gera maior nível de estabilidade e segurança?

Discordo Totalmente 1 2 3 4 5 6 7 Concordo Totalmente

Considerando o grau de estabilidade política, jurídica e econômica para as empresas do mercado de E&P, a alternativa “partilha de produção” é a que gera maior nível de estabilidade e segurança?

Discordo Totalmente 1 2 3 4 5 6 7 Concordo Totalmente

Considerando o grau de estabilidade política, jurídica e econômica para as empresas do mercado de E&P, a alternativa “contrato de serviços” é a que gera maior nível de estabilidade e segurança?

Discordo	1	2	3	4	5	6	7	Concordo
Totalmente	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	Totalmente
	1	2	3	4	5	6	7	
	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	

Critério 5: Flexibilidade

Considerando a possibilidade de flexibilização das obrigações e dos compromissos das empresas envolvidas no setor de E&P com os governos, a alternativa “concessão” é a de maior grau de flexibilidade e versatilidade?

Discordo	1	2	3	4	5	6	7	Concordo
Totalmente	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	Totalmente

Considerando a possibilidade de flexibilização das obrigações e dos compromissos das empresas envolvidas no setor de E&P com os governos, a alternativa “partilha de produção” é a de maior grau de flexibilidade e versatilidade?

Discordo	1	2	3	4	5	6	7	Concordo
Totalmente	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	Totalmente

Considerando a possibilidade de flexibilização das obrigações e dos compromissos das empresas envolvidas no setor de E&P com os governos, a alternativa “contrato de serviços” é a de maior grau de flexibilidade e versatilidade?

Discordo	1	2	3	4	5	6	7	Concordo
Totalmente	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	Totalmente

Considerando a possibilidade de flexibilização das obrigações e dos compromissos das empresas envolvidas no setor de E&P com os governos, a alternativa “joint-venture” é a de maior grau de flexibilidade e versatilidade?

Discordo	1	2	3	4	5	6	7	Concordo
Totalmente	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	Totalmente

Ajude-nos a melhorar continuamente este questionário de pesquisa.

Existe algum critério, alternativa ou característica significativa para a análise do mercado de E&P brasileiro que você achou inadequado ou gostaria de adicionar?

APÊNDICE D - RESUMO DAS RESPOSTAS DISCURSIVAS

Com o intuito de melhorar os instrumentos de pesquisa para coleta de dados, se realizou uma pergunta sobre aspectos ou características significativas que o respondente gostaria de adicionar. Estas perguntas discursivas tem a função de melhorar os futuros instrumentos assim como incorporar a novas percepções e perspectivas por parte dos respondentes, que são caracterizados como especialistas do mercado de E&P brasileiro. Portanto, a seguir pode-se visualizar estes comentários e sugestões realizados durante a primeira e a segunda etapa da coleta de dados, sendo que cada linha da tabela representa ao comentário realizado por um determinado respondente.

Estabilidade financeira da empresa e estabilidade política do país em questão.
a) Modelo contratual presente no momento da decisão; b) Histórico de expropriação; c) Ambiente político e ondas de nacionalismo; d) Existência de uma NOC.
A simultaneidade de três regimes regulatórios, concessão, partilha e cessão onerosa, é prejudicial ao desenvolvimento do setor, principalmente quando se trata de áreas vizinhas, vide problemas de unitização ou mesmo licitações de novas áreas em regimes diferentes as já licitadas. A excessiva interferência estatal na operação de E&P é fator de desestímulo à indústria, vide leilão de libra.
A organização e a disponibilidade de informações geológicas e operacionais ainda é incipiente, o que, quando resolvido, poderia incorrer em grandes ganhos de produtividade por parte do operador na mudança de mãos do bloco.
Deve-se sempre considerar a opção de espera por melhores condições antes de investir.
Leis ambientais precisam ser consideradas a depender do campo, região e limite territorial/fronteira.
a) Captação de recursos para a campanha exploratório e de desenvolvimento do campo a ser descoberto; b) Mão de Obra local e externa; c) Grau de maturidade tecnológica.
Acredito que o "custo Brasil", principalmente associado as questões logísticas internas (estradas, portos e aeroportos) e a forma com que os agentes de fiscalização (Receita Federal,

IBAMA, ANP, Capitania dos portos, etc.) agem em relação a legislação de O&G ainda são uma grande barreira para a viabilidade de investimentos externos no setor.
Competição com <i>shale</i> .
Qualificação da mão de obra no Brasil.
Processos para licença ambiental para exploração. Otimização necessária.
Gostaria de sugerir a definição de flexibilidade no começo do questionário, e um deles tem flexibilidade e conveniência. Na parte dos fatores que afetam a rentabilidade, fiquei com dúvida de qual rentabilidade: governo, empresas operadores, empresas de serviço ou de todos.
Verificar a parceria nos blocos licitados: (Diferença quando Petrobras é Operadora, quando é minoritária. Estudar a dinâmica dessas parcerias dentro do jogo.