

Texto para Discussão 001 | 2014
Discussion Paper 001 | 2014

Avaliação das Condições de Viabilidade Econômica de Projetos de Produção de Gás Natural Não Convencional no Brasil

Manuella Lion

Edmar Luiz F. de Almeida

Luciano Losekann

Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro



Avaliação das Condições de Viabilidade Econômica de Projetos de Produção de Gás Natural Não Convencional no Brasil

Setembro, 2014

Manuella Lion

Edmar Luiz F. de Almeida

Luciano Losekann

*Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro,
Av. Pasteur 250, Urca, 22290-240, Rio de Janeiro-RJ
edmar@ie.ufrj.br*

1 Resumo

Apesar do sucesso da experiência norte americana nas atividades de exploração e produção do gás natural advindo de fontes não convencionais, há dúvidas quanto à possibilidade extensão dessa trajetória para o mercado brasileiro. A viabilidade econômica do gás não convencional é dependente de vários fatores, tais como: soluções tecnológicas, produtividade dos poços, do custo do investimento, do custo operacional, do acesso ao mercado consumidor, do preço de venda do gás, e, ainda, do aparato institucional/regulatório predominante, envolvendo participações governamentais, conteúdo local, e regulação ambiental.

Este trabalho visa dar uma contribuição para o estudo da viabilidade econômica do gás não convencional no Brasil, através da elaboração de um modelo de avaliação econômica de projetos de exploração e produção de campos de gás não convencionais. O modelo é estruturado com um fluxo de caixa descontado, e, a partir das variáveis de entrada, ou os “inputs”, é possível calcular a atratividade do projeto, medida em termos da Taxa Interna de Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL).

A ênfase deste trabalho é, portanto, desenvolver um caso base, em que os parâmetros assumem valores mais próximos possíveis da realidade extrativa, e, de acordo com uma análise de sensibilidade, buscar identificar aquelas variáveis que merecem maior destaque e precisam ser estudadas com maior profundidade, por serem fundamentais na atratividade dos projetos do *upstream*.

O estudo mostra que para que o gás não-convencional se torne uma alternativa de investimentos atrativa, é necessário reduzir os custos de investimentos e melhorar as condições de acesso ao mercado de gás natural. Em particular, a análise da integração da produção de gás com a geração termelétrica, mostrou que a posição complementar das usinas térmicas no Brasil desfavorece os empreendimentos relacionados às atividades de E&P de gás. Assim, o trabalho enfatiza a importância de uma possível revisão das regras dos leilões do setor elétrico a fim de implementar um modelo mais realista e que viabilize os investimentos neste setor.



2 Introdução

A indústria de gás natural é ainda pouco desenvolvida no Brasil, exigindo assim fluxos de investimento relativamente elevados para o avanço das atividades de exploração e produção (E&P), transporte e distribuição. Se, por um lado, o Brasil ainda importa expressivos volumes de gás natural da Bolívia, através do GASBOL, e de outros países via GNL, por outro, as pesquisas apontam para volumes elevados de recursos tecnicamente recuperáveis de gás tanto em alto mar quanto em terra, podendo ser associado ou não ao petróleo.

Almeida e Ferraro (2013) destacam que os “recursos não convencionais são aqueles cuja formação dos reservatórios independem de armadilhas estruturais ou estratigráficas”. Resumidamente, o termo não convencional é usado para fazer referência ao gás extraído de rochas com baixa permeabilidade e baixa porosidade, que exigem técnicas avançadas, como o fraturamento hidráulico e a perfuração horizontal, para sua extração. Diferente do processo convencional de extração do gás advindo de rochas permeáveis e porosas, em que o recurso é contido pela “rocha selante”, no caso não convencional, é preciso provocar uma permeabilidade artificial, de forma a atingir diretamente a “rocha geradora”, que neste caso, acaba sendo considerada também a “rocha reservatório”.

Atualmente, apenas três tipos de reservatórios identificados como não convencionais vêm sendo explorados economicamente: o gás de carvão, o gás de folhelho (*shale gas*) e o gás de arenito de baixa permeabilidade (*tight gas*). Os EUA são o pioneiro na exploração destes recursos, de forma que o aperfeiçoamento tecnológico e a própria atividade extrativa foram reduzindo drasticamente os custos e colaborando para o desenvolvimento deste mercado. Assim, a evolução tecnológica e a difusão destas técnicas abriram novas possibilidades para a indústria de óleo e gás, dinamizando a atividade extrativa e transformando a geopolítica energética mundial.

Apesar das dificuldades encontradas nas atividades de E&P do gás não convencional, a disponibilidade de uma oferta segura de gás natural a custos cada vez menores é capaz de restaurar as vantagens competitivas globais das indústrias intensivas em energia, como a química, alumínio, aço, vidro e outras (IHS, 2011). Além disso, de acordo com



o foco deste trabalho, o aumento da participação do gás natural na geração termelétrica, consiste em uma estratégia consistente no que tange a superação do *trade-off* entre sustentabilidade e crescimento econômico, já que o gás natural é o hidrocarboneto com a maior relação hidrogênio/carbono entre os demais concorrentes deste setor. Em outras palavras, devido as características químicas do gás natural, é possível afirmar que este constitui um combustível de transição para o desenvolvimento de uma matriz de baixo carbono. Mesmo com o progresso das fontes renováveis nos últimos anos, devido à forte preocupação ambiental observada em diferentes mercados globais, as fontes de energia fósseis ainda são essenciais para a segurança energética no curto e longo prazo.

Segundo dados do Departamento de Energia Norte Americano (DOE), a produção de gás natural não convencional nos EUA superou a produção de gás advindo de fontes convencionais desde 2009, levando a uma importante revolução energética nos Estados Unidos, que passou a atrair indústrias do mundo todo, interessadas na abundância e no baixo preço do insumo produtivo (EIA, 2013). O processo de industrialização desencadeado pelo *boom* do *shale gas* no mercado norte americano, foi um dos fatores que contribuíram para que o país conseguisse retomar a atividade econômica após a crise de 2008/2009, bem como elevar indicadores de renda e emprego da população. Além disso, as pesquisas da Agencia Internacional de Energia, IEA (2013), apontam que a ascensão do *shale gas* e do *light tight oil* levarão os EUA a alcançarem a auto suficiência em energia até 2035, superando a posição russa como principal produtor de gás natural do mundo já em 2015.

As discussões acerca do gás não convencional ganharam maior espaço no Brasil a partir da 12ª rodada de licitações promovida pela Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) nos dias 28.11.2013 e 29.11.2013. Foram arrematados 72 dos 240 blocos ofertados, sendo que 54 blocos foram adquiridos nas Bacias do Recôncavo e de Sergipe-Alagoas, onde existem maiores expectativas para exploração de recursos não convencionais.

A ANP, ao promover uma rodada de licitações com ênfase em áreas *onshore* com potencial para gás, nitidamente busca aumentar o conhecimento das bacias sedimentares brasileiras que apresentam desafios geológicos e/ou tecnológicos a serem superados.



3 A regulação brasileira

3.1 O contrato de concessão

Através da Lei 9478/97, os contratos de concessão passaram a ser o principal instrumento jurídico para permitir a participação das empresas privadas no *upstream* nacional, tendo sido estabelecidos no contexto de liberalização da indústria. Sob o arcabouço jurídico-regulatório do contrato de concessão, a empresa concessionária tem direitos de explorar e produzir petróleo e gás natural por sua conta e risco. A empresa tem a propriedade dos recursos e após pagar as taxas, *royalties* e impostos cabíveis, a concessionária tem direitos de comercialização de todo o gás produzido. O regime de concessão prevê quatro modalidades básicas de participações governamentais: i) Bônus de Assinatura; ii) *Royalties*; iii) Participações Especiais e iv) Taxa de Retenção e Ocupação da Área.

O bônus de assinatura corresponde ao valor ofertado pela empresa concessionária vencedora do leilão para obter a permissão de desenvolver suas atividades de pesquisa e exploração em determinada área. Deve ser pago no ato da assinatura do contrato de concessão e seu montante mínimo é fixado pela Agência Nacional do Petróleo (ANP). O Bônus de Assinatura é um dos critérios de escolha do consórcio vitorioso da licitação de blocos exploratórios. Outros critérios são o plano de investimentos e o conteúdo local.

Os *royalties* representam uma compensação financeira à União das externalidades provocadas pela produção de petróleo. São pagamentos mensais efetuados à Secretaria do Tesouro Nacional (STN) que incidem sobre a receita bruta da produção. Praticamente, em geral, uma alíquota de 10%; no entanto, esta pode ser reduzida para 5% em áreas com alto risco geológico. Os recursos arrecadados desta maneira são divididos entre Estados e Municípios produtores, o Tesouro Nacional, e os Ministérios da Ciência e Tecnologia e da Marinha.

A participação especial (PE) configura um pagamento trimestral sobre a receita líquida¹ de campos que atinjam substanciais volumes de produção. Pode ser entendida como um imposto sobre o lucro em condições de rentabilidade extraordinárias. Possui uma

¹ Receita bruta deduzida dos royalties, custos de exploração, custos operacionais, depreciação do capital e tributos.



alíquota progressiva variando entre a isenção (0%) até 40% dependendo da localização da lavra e/ou da profundidade do campo. Os recursos provenientes da PE devem ser distribuídos entre Estados e Municípios produtores, e os Ministérios das Minas e Energia e do Meio Ambiente. A partir de 1998, foi inserida no contrato de concessão uma cláusula que determina investimentos obrigatórios em setores classificados como pesquisa e desenvolvimento (P&D) na ordem de 1% sobre a receita bruta de campos com alta rentabilidade (aqueles sujeitos ao pagamento de PE).

Por fim, taxa de retenção e ocupação da área funciona como um aluguel pago anualmente pela empresa concessionária. O valor é cobrado por quilômetro quadrado ou por fração da área de exploração. Deve estar previsto no contrato de concessão e seu valor dependerá de características geológicas, da localização da bacia sedimentar e de outros fatores considerados relevantes pela ANP.

O contrato de concessão referente à 12^a Rodada contempla o potencial das bacias para recursos não convencionais, criando, assim, regras específicas para a atividade exploratória. Após a descoberta de um recurso não convencional, o concessionário deverá comunicar à agência reguladora de forma a obter o direito de uma prorrogação da fase de exploração, conhecida como a Fase de Exploração Estendida. Neste caso, o concessionário deverá avaliar os recursos não convencionais por meio da execução de um Plano de Exploração e Avaliação de Recursos Não Convencionais, que conterá a descrição e o planejamento físico e financeiro das atividades exploratórias voltadas para o recurso não convencional.

É importante ressaltar ainda que o contrato de concessão enfatiza que a Fase de Exploração Estendida poderá atingir até seis anos, dividida em três períodos exploratórios estendidos com até dois anos de duração cada um. A Fase de Exploração Estendida se inicia com a assinatura do contrato de concessão e se encerra com a apresentação da declaração de comercialidade da descoberta ou com a devolução da área retida para avaliação.

Com relação ao Plano de Exploração e Avaliação de Descoberta de Recursos Não Convencionais, este precisa contemplar a perfuração de dois poços por período exploratório estendido em bacias de nova fronteira, ou a perfuração de um poço, por período exploratório estendido, em bacias maduras.



No que tange aos recursos não convencionais, o contrato de concessão exige que o concessionário comprove a sua experiência na execução da técnica de fraturamento hidráulico ou que contratará uma empresa prestadora de serviço detentora do *know-how* tecnológico necessário.

Finalmente, vale destacar que o contrato de concessão apresenta uma especificidade associada a postergação da declaração de comercialidade das reservas. Dentro da cláusula oitava do contrato, o concessionário poderá solicitar uma postergação de até cinco anos da declaração de comercialidade, caso a principal acumulação de hidrocarboneto descoberto e avaliado seja de gás natural, dentro das seguintes hipóteses: i) inexistência de mercado para o gás natural a ser produzido; ii) inexistência ou insuficiência de infraestrutura de transporte para que haja acesso ao mercado consumidor.

3.2 Regulação da exploração do *Shale Gas* no Brasil

Conforme abordado acima, as características geológicas dos reservatórios de gás não convencional exigem técnicas específicas como o fraturamento hidráulico e a perfuração horizontal para a sua extração.

Vale ressaltar que estas técnicas já vêm sendo utilizadas pela indústria norte americana há muito tempo, de forma que, na realidade, o que provocou a grande revolução energética do *shale gas* foi uma combinação de diferentes fatores que compõe o ambiente de negócios do gás não convencional.

A ANP, atenta à possibilidade de extração de gás não convencional nos blocos arrematados na 12^a Rodada de Licitações, levou para audiência pública uma minuta de resolução com critérios para a perfuração de poços seguida do emprego de técnica de fraturamento hidráulico não convencional. Como consequência desta ação, no dia 11.04.2014, foi publicada no Diário Oficial da União (DOU) a Resolução nº 21/14 com o objetivo de estabelecer os requisitos a serem cumpridos pelos detentores de direitos de E&P de petróleo e gás natural que utilizarem a técnica de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional.

A Resolução nº 21/14 estabelece então uma série de requisitos a fim de assegurar a segurança operacional e ambiental da atividade exploratória. Desta forma, o operador precisa garantir o cumprimento de um Sistema de Gestão Ambiental que atenda às melhores práticas da indústria petrolífera.

Dentre outras exigências, a aprovação do fraturamento hidráulico pela ANP depende de determinados estudos e testes que comprovem a distância das fraturas com relação aos corpos hídricos existentes e, ainda, que a água empregada no processo não seja utilizável para o consumo humano. Assim, o operador precisa apresentar uma série de documentos para o regulador, entre eles a licença ambiental para a atividade e a autorização para a utilização dos recursos hídricos.

Além disso, segundo o artigo 14 desta resolução, “*o operador deverá considerar nas Análises de Risco os cenários de comunicação entre poços devido às Operações de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional*”.

Neste sentido, o ato normativo estabelece uma série de obrigações aos operadores evidenciando a preocupação da agência reguladora no que tange ao desenvolvimento dos recursos não convencionais no Brasil. Se por um lado apresentam-se questões importantes associadas aos corpos hídricos e demais impactos ambientais, é importante ressaltar que o aprofundamento do processo burocrático traz mais incertezas para potenciais investidores e, principalmente, prejudica a dinâmica da atividade exploratória, imprescindível para o sucesso do setor.

4 Análise da viabilidade econômica

Com o objetivo de identificar as variáveis que mais impactam a atratividade dos projetos de E&P de gás não convencional, foi elaborado um modelo que se estrutura em torno de um fluxo de caixa descontado, simulando um ciclo de vida de um projeto de exploração e produção (E&P) de um campo de gás não convencional. O fluxo de caixa é construído a partir de uma série de planilhas utilizando o aplicativo *Microsoft Excel 2007*.

Resumidamente, a partir da entrada de parâmetros como preço do gás, produtividade do poço, custos de capital (capex) e custos operacionais (opex), entre outros, calcula-se o



fluxo de receitas e despesas do projeto levando em consideração tributações diretas e indiretas aplicáveis ao setor assim como as obrigações presentes no contrato de concessão. Ao final, obtêm-se variáveis de resultado econômico. Este trabalho irá focar em três destas variáveis: i) Taxa Interna de Retorno (TIR); ii) Parcela da renda econômica capturada pelo governo (*Government Take*); e iii) Parcela da renda absorvida pela empresa (*Company Take*).

O *Government Take* (GT) é a parcela da renda do campo absorvida pelo governo. Sob o arcabouço jurídico do contrato de concessão, o GT pode aparecer na forma de impostos indiretos, *royalties* (de 5% a 10%), imposto de renda, bônus, referente a taxa de ocupação ou taxa de retenção de área e participação especial. Na medida em que as atividades de E&P do gás não convencional apresentam custos elevados associados à intensidade tecnológica, e baixa produção por poço considerou-se a participação especial igual a zero. Além disso, é importante considerar a parcela dos royalties paga aos proprietários da terra (1%).

Da mesma forma, a parcela dos lucros da produção absorvida pela empresa operadora é chamada de *Company Take* (CT) e pode ser representada como a parcela da renda que sobra à empresa após todas as deduções governamentais, ou (1-GT).

5 Avaliação de projetos típicos de E&P de gás não convencional

5.1 Metodologia

A rentabilidade do projeto é calculada a partir da diferença entre a receita e os custos da produção, considerando as participações governamentais. A receita é composta pela quantidade produzida, pelo preço do gás e pela participação de óleo na produção. Considerou-se a construção de uma termelétrica na boca do poço de produção do gás, de forma a eliminar as incertezas associadas ao acesso à linha de transporte e, conseqüentemente, ao mercado consumidor. No modelo desenvolvido neste estudo assumiu-se então uma meta de produção de 2,4 MM m³/dia. Esta meta de produção estaria associada à um contrato de venda do gás por 20 anos com um nível de produção



igual a 2,0 MMm³/dia para uma usina termelétrica. Assumiu-se que a produção corresponde a 20% a mais do valor acordado com a termelétrica, para garantir capacidade de entrega em caso de problemas operacionais com poços. É importante considerar que as perdas financeiras associadas ao não cumprimento do contrato são muito significativas.

Os parâmetros responsáveis por alimentar o fluxo de caixa foram estimados a partir da condução de um levantamento bibliográfico relacionado, bem como de informações e estudos acerca dos projetos de E&P em áreas com potenciais para reservas não convencionais. Considerou-se a participação de líquidos igual a 5% e o preço do petróleo sendo US\$ 80 / bbl. O preço do gás, por sua vez, foi tratado como uma variável de cenário na medida em que vai depender das características do mercado e das condições de competitividade.

Com o objetivo de calcular o CAPEX total do projeto, assumiu-se uma referência para o CAPEX por poço, conforme será discutido mais adiante. O número de poços perfurados, por sua vez, é calculado a partir da hipótese da curva de produção associada à meta de produção diária. A partir de um cálculo subjacente ao modelo, chega-se na necessidade de entrada de novos poços a cada ano do projeto.

Apesar do substancial avanço tecnológico nos últimos anos, o desenvolvimento do mercado de gás não convencional ainda levanta muitas incertezas econômicas, associadas, principalmente, à estimativa de produtividade do poço nos primeiros anos de produção. Neste sentido, a hipótese de produtividade de pico, ou produtividade no primeiro ano da produção, consiste em uma variável de cenário. No caso base, conforme destacado mais adiante, considerou-se um valor de referência de 150Mm³/d (mil metros cúbicos/dia).

A curva de produção do poço foi então calculada a partir de uma equação de declínio hiperbólico apresentada em DUMAN (2012), com a seguinte forma:

$$q_t = q_i * (1 + b * D_i * t)^{(-1/b)}$$

(1)



A tabela 1 abaixo mostra o que representa cada variável, e os valores incorporados no modelo. O expoente hiperbólico, diferente das demais variáveis, é um valor estimado entre 0 e 1 e não depende da produtividade inicial. Neste estudo foi utilizado o valor representativo dos campos de gás natural na região conhecida como *Marcellus Shale*, situado no território de sete Estados norte-americanos.

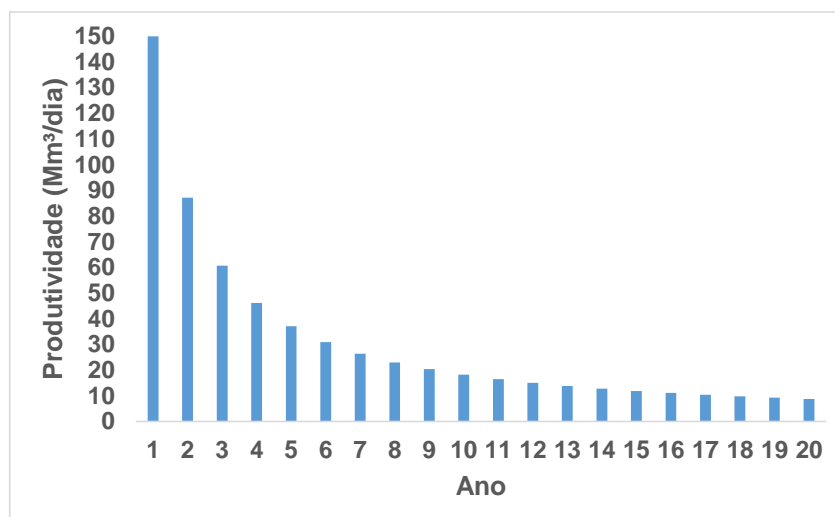
Tabela 1 – Parâmetros que compõe a curva de produção do poço

Variável		Valores Utilizados
Q_t	Produtividade no ano t	
Q_i	Produtividade no ano i	150 mm^3/dia (caso base)
b	Expoente hiperbólico	0,9 (<i>Marcellus Shale</i>)
D_i	Taxa de declínio da produção	70%
t	Tempo	Anos

Fonte: Elaboração própria a partir de dados disponíveis em DUMAN (2012)

Para um ciclo de vida composto por vinte anos de produção, temos a curva de produção do poço conforme o gráfico 1 abaixo. Os documentos internacionais mostram que a produção atinge o pico logo nos primeiros anos do projeto e depois cai de forma muito mais rápida do que a curva de produção referente aos campos convencionais. O perfil da curva ilustrada no gráfico 1 contribui para a viabilidade dos projetos, uma vez que esta apresenta vantagens em termos de valor presente.

Gráfico 1 – Hipótese da Curva de Produção do Poço (Mm^3/dia)



Fonte: Elaboração Própria

Espera-se, desta forma, que o modelo possa ser utilizado como efetiva ferramenta de análise das principais variáveis econômicas que permeiam o segmento *upstream* da atividade relacionada ao gás não convencional, permitindo a manipulação de parâmetros a partir da análise de sensibilidade. Desta forma, permite-se fazer análises de sensibilidade com variáveis relevantes do modelo (produtividade do poço, preço do gás, CAPEX e OPEX) ao mesmo tempo em que se mantém a distribuição dos custos entre as diferentes etapas do ciclo de E&P. Mais especificamente, pode-se realizar o principal objetivo deste trabalho – comparar o efeito de diferentes ambientes regulatórios e econômicos sobre indicadores de rentabilidade como a TIR e o VPL.

5.2 O caso base

O trabalho estrutura um caso base a partir de valores mais próximos possíveis da realidade extrativa brasileira. Ademais, a análise de sensibilidade é feita de acordo com tal cenário, de tal forma que seja possível identificar as variáveis que mais impactam a atratividade do projeto, e, portanto, direcionar o foco da pesquisa para estas variações.

Conforme mencionado, o ciclo de vida do projeto compreende um intervalo de vinte anos. É interessante destacar que considerou-se um período de três anos para as atividades de exploração e avaliação (E&A). Esta primeira fase do *upstream* é caracterizada por pesquisas geológicas, e serviços de sísmica com o objetivo de identificar as áreas com elevada concentração de hidrocarbonetos (*sweet spot*).

Nesta etapa iniciam-se os custos referentes ao Programa Exploratório Mínimo (PEM), estipulado em unidades de trabalho no momento do fechamento do leilão. Neste trabalho, foi utilizada uma média do PEM apresentado pelos dezesseis blocos arrematados na bacia do Paraná, segundo o relatório divulgado pela ANP referente aos resultados da 12ª rodada de licitações discutida anteriormente.

As variáveis de custo utilizadas como dados de entrada do modelo financeiro, foram determinadas a partir da pesquisa de dados de projetos fora do Brasil. Neste estudo, assumiu-se que a principal referência para o CAPEX do projeto seria o custo por poço. Ou seja, considerou-se apenas os custos de produção em áreas produtoras já identificadas (*sweet spot*). Os custos de E&P são divididos entre os custos de E&A e os custos de desenvolvimento dos poços. A referência para o CAPEX por poço engloba

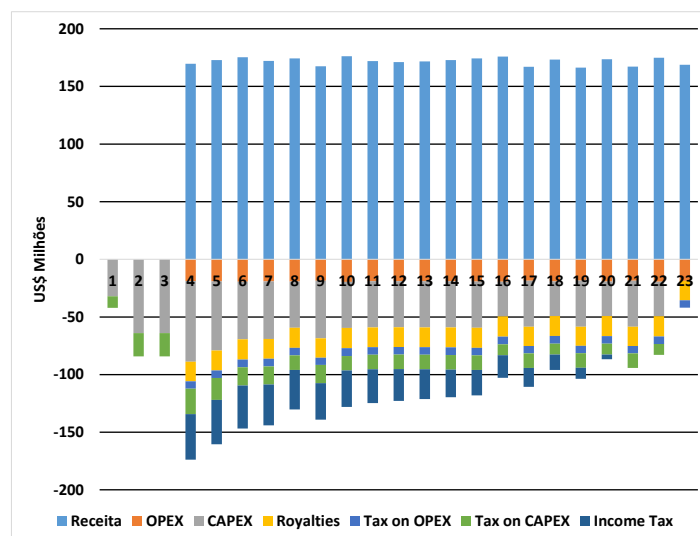


somente os custos do desenvolvimento, de forma que para calcularmos o CAPEX total temos que acrescentar os custos com E&A através do valor estimado para o Programa Exploratório Mínimo (PEM).

Resumidamente, o cenário base foi estruturado através de um *mix* de dados de capex utilizados em estudos na Europa, como Turquia, Alemanha, Suécia, Polônia e Áustria, mas, principalmente, nos EUA, onde a técnica de fraturamento hidráulico já se expandiu de forma relevante. Como veremos no item 5.3, o capex é extremamente relevante na atratividade dos projetos. Neste sentido, está no âmbito dos desafios levantados por este trabalho a utilização de dados de capex mais próximos possíveis da realidade brasileira, com custos naturalmente mais elevados do que nos Estados Unidos. O caso base considera um valor do OPEX de US\$0,8/mcf (mil pés cúbicos), sendo este componente de custo menos relevante na atratividade do projeto.

Com relação às participações governamentais, estabeleceu-se a alíquota dos *royalties* em 10%. O valor do bônus de assinatura foi calculado através de uma média dos valores observados nos dezesseis blocos arrematados na Bacia do Paraná e considerou-se o seu pagamento no primeiro ano do projeto. O imposto de renda e a CSLL foi definido em 34% da receita líquida e os impostos indiretos foram calculados para cada tipo de bem e serviço adquirido no projeto. O gráfico 2 abaixo retrata o fluxo de caixa no caso do cenário base.

Gráfico 2 – Fluxo de Caixa para o Caso Base



Fonte: Elaboração Própria

Definiu-se que o preço do gás na boca do poço é igual a US\$6/MMbtu. Este preço seria suficiente para cobrir os custos do *upstream*, e, ainda, permitiria a competitividade da planta térmica nos leilões de energia nova promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Finalmente, o caso base assume um despacho termelétrico contínuo, ou seja, muito inflexível. Este cenário não é condizente com o perfil dos contratos com o sistema elétrico brasileiro, de forma a sugerir uma possível revisão das regras associadas à composição da matriz energética brasileira. Desde outubro de 2012 vem-se despachando muito frequentemente as usinas termelétricas, construídas para uma posição complementar do sistema, constituindo, assim, fonte preocupante de ineficiência operacional e financeira.

A tabela 2 abaixo resume os parâmetros discutidos acima e consolida os valores utilizados no cenário base do modelo.

Tabela 2 – Formulação do Caso Base

Ciclo de Vida do Projeto	20 anos
Início da Produção	4º ano do projeto
Programa Exploratório Mínimo	US\$ MM 5,6
Preço do Gás na Boca do Poço	US\$ 6/MMbtu
Preço do Óleo	US\$ 80/bbl
Porcentagem de GLP e Líquidos	5%
Produtividade do Poço	150Mm ³ /dia
CAPEX por poço	US\$ MM 10
OPEX	US\$ 0,8/mcf
Despacho das Térmicas	100%
Royalties	10%

Bônus de Assinatura	US\$ MM 0,84
Taxa Mínima de Atratividade	10%

Fonte: Elaboração Própria

De acordo com o cenário base descrito acima, o modelo nos fornece uma taxa interna de retorno igual a 12,49% e valor presente líquido igual a US\$ 75 MM. O *Government Take*, conforme definido no item 4 acima, chegou no montante de US\$ 491 MM.

No entanto, é importante ressaltar que variáveis relevantes que compõe o ambiente de negócios, como o despacho térmico e o capex, por exemplo, não necessariamente irão cumprir os dados expostos aqui, sendo, portanto, alvo de estudos mais aprofundados que busquem mitigar os possíveis efeitos desfavoráveis na viabilidade do projeto.

5.3 Análise de sensibilidade

Após o entendimento do caso base, o modelo avalia o impacto de determinados parâmetros na atratividade dos projetos. Conforme veremos mais adiante, é possível identificar um ambiente de negócios que se adeque à realidade brasileira e, mesmo com todas as dificuldades, seja capaz de estimular os investimentos no setor.

As incertezas regulatórias, tecnológicas e geológicas podem ser incorporadas no modelo através da análise de sensibilidade. Ao calcular a rentabilidade mesmo em cenários mais pessimistas é possível, de alguma forma, controlar as variáveis que além de impactar fortemente os resultados, ainda estão em níveis prematuros de análise. Os intervalos de variação dos parâmetros foram criados a partir do levantamento de dados de projetos já em andamento e através da literatura internacional. A seguir são destacadas as variáveis utilizadas para estudo de sensibilidade:

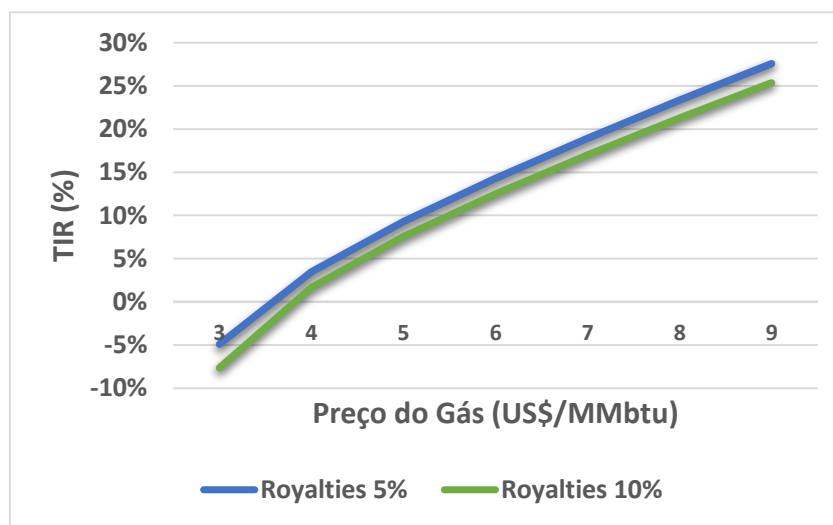
- Preço do gás entre US\$ 3 e US\$ 7 por MMBtu
- Royalties entre 5% e 10%
- Participação de líquidos entre 1% e 5%
- Produtividade do poço entre 100 e 200 Mm/dia³
- Capex entre US\$ MM 7 e US\$ MM 12 por poço
- Opex entre US\$0,5 e US\$1 por mil pés cúbicos
- Despacho termelétrico de 30% a 100%



Cabe ressaltar que a geologia dos reservatórios faz com que haja queda de produtividade frente a flexibilidade do despacho, sendo esta queda incorporada no modelo através da modulação da performance produtiva dos poços.

O gráfico 3 abaixo ilustra a sensibilidade da taxa interna de retorno com relação ao preço do gás para os dois cenários de *royalties*.

Gráfico 3 – Impacto da Variação do Preço do Gás para Cenários de *Royalties*



Fonte: Elaboração Própria

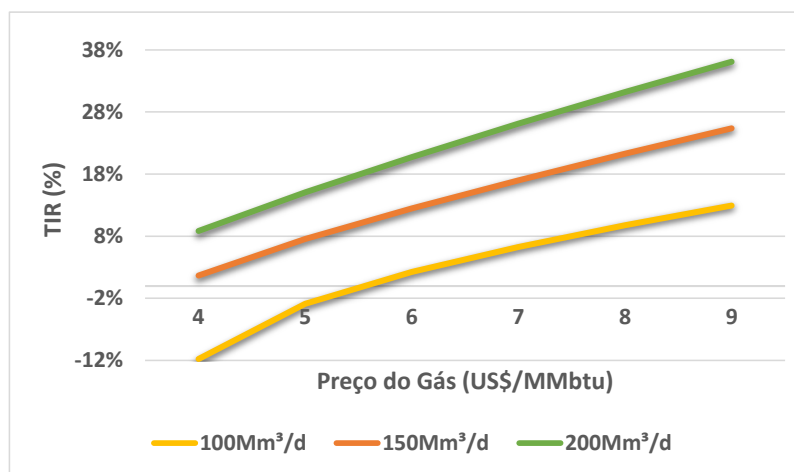
O gráfico 3 mostra que, considerando as condições de projeto descritas neste artigo, preços de gás acima de cinco dólares viabilizam o projeto. Este resultado é muito significativo, uma vez que são preços muito abaixo dos que atualmente paga a Petrobras para importar gás da Bolívia ou GNL. A Petrobras tem comprado gás liquefeito no mercado spot por preços muito elevados (cerca de US\$ 17 – 18 / MMbtu).

Vale observar que o percentual de *royalties* definido no contrato de concessão apresenta um impacto significativo na atratividade dos projetos do *upstream*. Considerando o caso base descrito, a diferença na rentabilidade seria de 1,8 pontos percentuais.

Uma variável importante para a viabilidade do projeto é a produtividade do poço. Conforme visto acima, o formato atípico da curva de produção dos campos de gás não convencional é interessante do ponto de vista econômico uma vez que atinge o pico logo no início do projeto e depois deixa uma produção remanescente. Assim, para se atingir uma determinada meta diária de produção, é necessário perfurar novos poços.

De acordo com WEIJERMARS (2013), as hipóteses com relação a produtividade do poço são cruciais para a determinação do custo do projeto, e, portanto, para a análise de viabilidade. Desta forma, o gráfico 4 demonstra a sensibilidade da taxa interna de retorno com relação ao preço do gás para diferentes cenários de produtividade do poço. É interessante notar que para o cenário mais otimista em que a produtividade do poço é igual a 200 Mm³/dia no ano, o projeto se viabilizaria mesmo para preço do gás entre US\$4 e US\$5/MMbtu.

Gráfico 4 – Impacto da Variação do Preço do Gás para Cenários de Produtividade



Fonte: Elaboração Própria

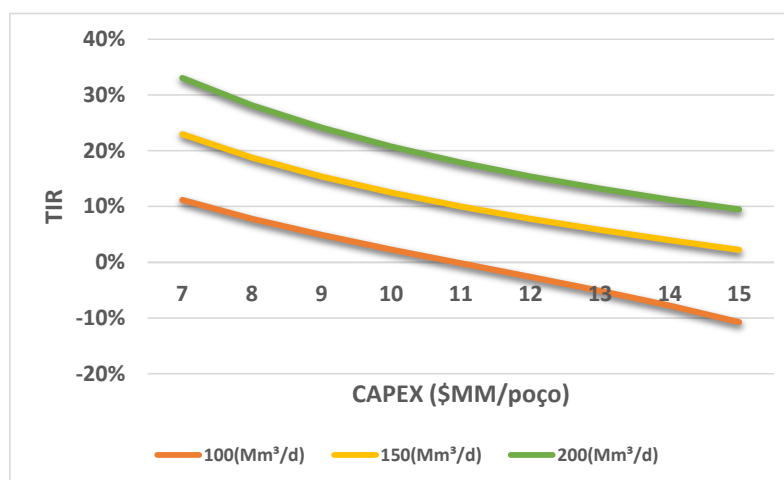
Se for possível assumir que no cenário atual dos leilões de compra de energia da ANEEL, os preços de eletricidade praticados viabilizariam térmicas a gás pagando um valor na ordem de US\$ 7/MMbtu (GOMES, 2014), o modelo sinaliza para uma viabilidade econômica (TIR = 16,99%) em poços com produtividade igual a 150 Mm³/dia, mas inviabilizaria para poços com produtividade igual a 100 Mm³/dia (TIR = 6,27%).

Ou seja, não é suficiente direcionar o foco do estudo para uma única variável, na medida em que, a atratividade do projeto depende da forma como elas se relacionam e influenciam nos resultados de diferentes maneiras. No entanto, é possível distinguir aquelas mais acessíveis, e passivas de mudanças, daquelas mais rígidas e que fogem ao controle técnico e econômico do operador.

Uma terceira análise interessante consiste no impacto econômico da variação do capex por poço para diferentes cenários de produtividade conforme ilustrado no gráfico 5. É

interessante observar que para a hipótese alternativa de que o capex fosse igual a US\$ 12 MM/poço, a atratividade do projeto fica significativamente comprometida. Cabe ressaltar que o processo de fraturamento hidráulico e a perfuração direcional são inovações tecnológicas que apresentam fortes economias de escala e são favorecidas pelo próprio avanço da atividade extrativa. Neste sentido, é factível assumir um capex de US\$ 12 MM/poço já que o ambiente de negócios associado aos projetos brasileiros é extremamente diferente do ambiente norte americano e europeu.

Gráfico 5 – Impacto Econômico da Variação do Capex por Poço para Cenários de Produtividade



Fonte: Elaboração Própria

Está dentro do escopo deste estudo, portanto, a busca por propostas acerca da interação do operador com a cadeia de fornecedores de bens, serviços e tecnologia, de forma que a minimização de custos da atividade exploratória e produtiva seja capaz de estimular as atividades do *upstream* brasileiro.

No âmbito da redução de custos das atividades de E&P do gás não convencional, é fundamental entender o caso Argentino². Com o avanço da participação de grandes empresas estrangeiras e com o aumento do conhecimento geológico dos reservatórios, os custos passaram de US\$11MM/poço para US\$ 7,5MM/poço nos últimos anos,

² Segundo o estudo da EIA (2013), a Argentina é o segundo maior país do mundo no *ranking* de recursos recuperáveis de *shale gas*.

refletindo fortemente os ganhos de escala e os ganhos do próprio aprendizado relacionado a atividade extrativa (THE ECONOMIST, 2014).

Além da questão relacionada a integração vertical dos operadores com os fornecedores, a formação de parcerias estratégicas como *joint venture*, com o objetivo de levantar recursos financeiros para a atividade exploratória, foi fundamental no sucesso do setor.

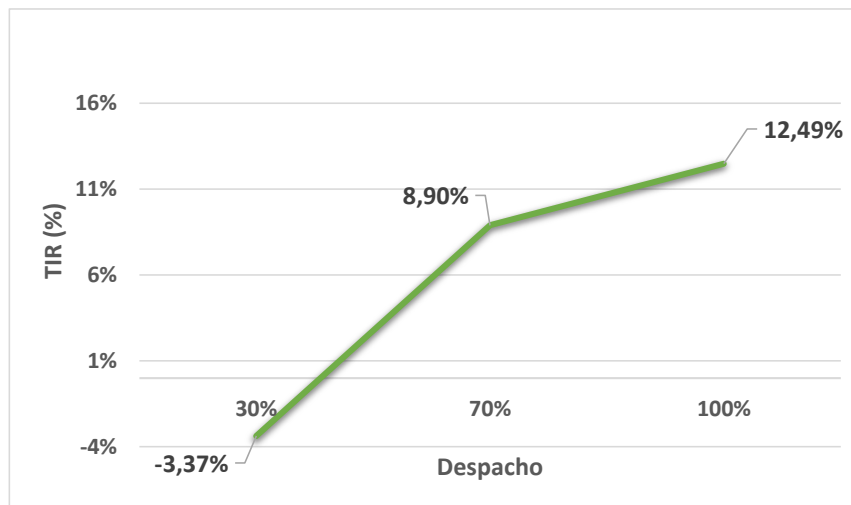
A maior descoberta no campo de *Vaca Muerta* foi feita em 2010 pela YPF. Em 2012, a parceria da empresa com a Chevron e, mais recentemente, com a Malásia Petronas sinaliza as grandes oportunidades que as alianças estratégicas são capazes de levantar.

Os resultados apresentados acima consideram a possibilidade de despachar a termelétrica de forma a consumir os 2 MMm³/dia. Entretanto, as regras de operação do sistema elétrico brasileiro não permitem o despacho contínuo das térmicas a gás. Atualmente, o nível máximo de inflexibilidade das térmicas que participam dos leilões de expansão do setor elétrico é de 50%. Ou seja, não é possível obter garantia de despacho para mais de 50% da potência da térmica. Entretanto, é necessário garantir contratos de gás (lastro) para o suprimento da capacidade total das térmicas. Assim, seria necessário investir em sistemas de produção que não seriam plenamente utilizados, além da meta de produção acima do contrato afim de evitar multas pelo eventual não cumprimento do mesmo, frente a problemas inesperados com algum poço, por exemplo.

Para avaliar os impactos de diferentes níveis de despacho térmico e produção na rentabilidade do projeto elaborou-se uma modelagem para estimar a necessidade de investimento em capacidade de produção para diferentes níveis de produção média. O gráfico 6 abaixo mostra o nível de rentabilidade do projeto em diferentes cenários de despacho das usinas térmicas.



Gráfico 6 – Impacto Econômico da Variação do Nível de Despacho em um Projeto Integrado



Fonte: Elaboração Própria

É possível constatar o forte impacto dos níveis de despacho, comprometendo fortemente a viabilidade do projeto, na medida em que trata-se de uma variável que foge ao controle do empreendedor.

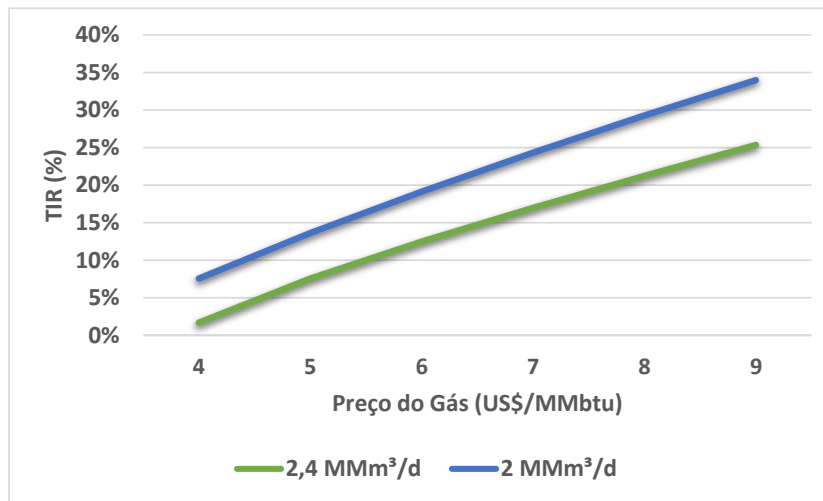
Entendendo o impacto no modelo, é preciso frisar que uma alteração no despacho das térmicas alonga a curva de produção dos poços já que o que não foi produzido no primeiro ano é levado para o segundo ano e assim por diante. Ao alterar a produção remanescente, reduz o capex total. No entanto, a queda da receita mais do que compensa a redução do capex, conforme demonstrado através do movimento da TIR ao longo dos diferentes cenários de despacho do gráfico 6 acima.

Este estudo não contempla os custos de tratamento, escoamento e distribuição do gás natural na medida em que considera a construção de uma termelétrica na boca do poço de produção do gás. No entanto, é importante considerar a possível estratégia de encarar os custos com a infraestrutura de escoamento do gás de forma a livrar o empreendedor das incertezas associadas ao despacho térmico.

Além da flexibilidade contratual, foi mencionado acima que é importante considerar uma produção 20% acima do valor contratado com a termelétrica, uma vez que a multa por não cumprimento do mesmo é muito significativa. Neste contexto, foi feito um estudo em que supõe-se a meta de produção condizente com o valor contratado, ou seja,

eliminando-se o excesso de capacidade da planta operativa, de forma a possibilitar a comparação com o cenário base. O gráfico 7 resume o impacto do excesso de capacidade, na medida em que nos dois casos apresentados supõe-se um contrato de venda do gás igual a 2MMm³/dia.

Gráfico 7 – Impacto Econômico do Preço do Gás para Cenários de Meta de Produção



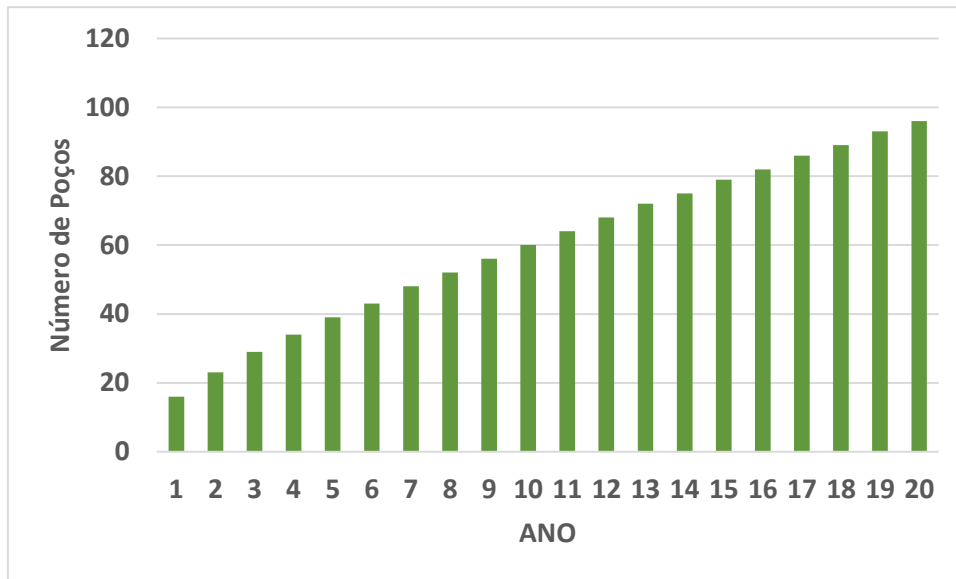
Fonte: Elaboração própria

É interessante observar que considerando-se o perfil dos contratos com o setor elétrico imutável, bastaria a existência de um mercado secundário para a compra de gás no mercado *spot* por preços acessíveis e já não seria preciso trabalhar com uma produção acima do valor contratado, já que problemas operacionais com algum poço não acarretariam perdas financeiras tão relevantes.

O gráfico 7 mostra que ao considerar um cenário em que o preço do gás é US\$ 5/MMbtu, a existência de excesso de capacidade no *upstream* é determinante na atratividade do projeto, que vai de 7,56% para 13,64%.

O número de poços a serem perfurados vai depender do despacho térmico bem como da hipótese de produtividade do poço. Considerando o cenário base descrito na seção 5.2, são necessários 96 poços, conforme demonstrado no gráfico 8, para que seja possível alcançar os 2,4 MMm³/dia previstos pelo modelo. É interessante salientar que para o caso do despacho de 70% são perfurados 68 poços e para o cenário mais pessimista, ou seja, despacho de 30%, o número de poços cai para 29.

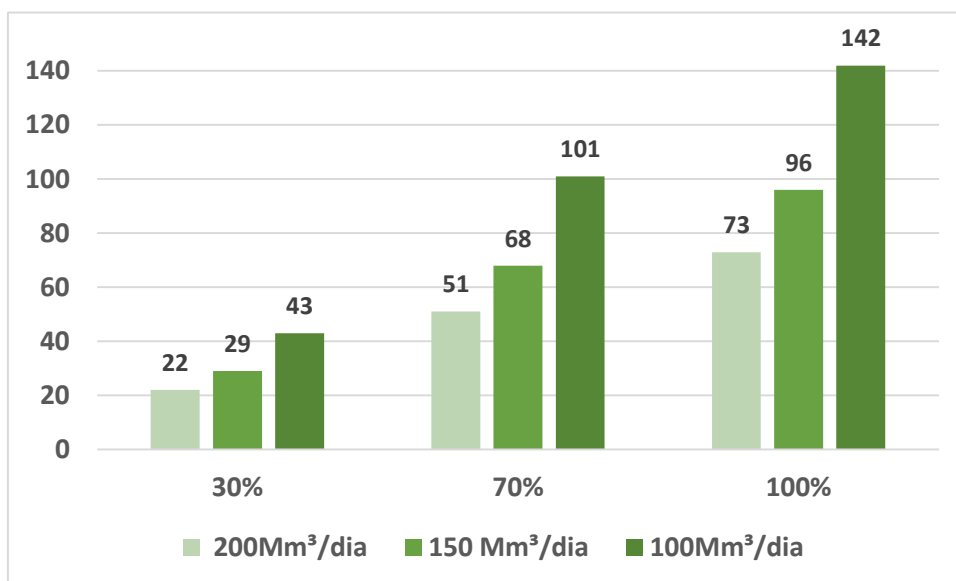
Gráfico 8 – Quantidade Acumulada de Poços no Caso Base



Fonte: Elaboração Própria

Finalmente, o estudo analisa a evolução do número de poços perfurados de acordo com o cenário do despacho para diferentes níveis de produtividade iniciais do poço. Um menor número de poços perfurados só significa queda de rentabilidade se for desencadeado pela redução do despacho térmico, e não pelo aumento da produtividade.

Gráfico 9 – Número de Poços Perfurados em Diferentes Cenários de Despacho



Fonte: Elaboração Própria

O gráfico 9 incorpora a queda de produtividade do poço frente a flexibilidade do despacho, uma vez que a geologia dos reservatórios não permite fechar e abrir um poço sem interferir nas suas características produtivas. Foi considerado um percentual de 10% de queda de produtividade, de forma que o fechamento de um poço irá remodelar a performance produtiva da atividade.

Assim, além do excesso de capacidade descrito pela manutenção de níveis de produção 20% acima do valor contratado, a flexibilidade do despacho desencadeia grandes desvantagens para os projetos do *upstream* relacionado ao gás não convencional.

A identificação dos fatores que impactam negativamente os projetos termelétricos integrados à exploração e produção de gás natural não convencional é fundamental na política energética brasileira. A viabilização desses projetos pode contribuir para superar os gargalos que o setor elétrico brasileiro enfrenta atualmente.

O sistema elétrico brasileiro está passando por uma crise em função do esvaziamento dos reservatórios e do despacho contínuo de térmicas com elevado custo operacional, alimentadas a óleo combustível majoritariamente, que foram planejadas para operar com baixa frequência. A conta anual de operar o caro parque termelétrico supera R\$ 10 bilhões e desorganizou os fluxos financeiros do setor.

A adequação do parque gerador térmico às novas características operacionais do sistema elétrico brasileiro é uma preocupação atual da política energética brasileira. Em um contexto em que a capacidade de armazenamento dos reservatórios hidrelétricos é decrescente em termos relativos, já que os novos empreendimentos não contam com reservatórios, as termelétricas devem operar com maior constância, na base da curva de carga. Assim, termelétricas que utilizam gás natural não convencional com custos de combustíveis mais baixos constituem uma forma de promover essa adequação.

6 Conclusão

A revolução energética norte americana proporcionada pelo advento do *shale gas*, associada aos dados de volume tecnicamente recuperável estimados para o Brasil, evidencia a potencial capacidade do nosso país em superar os desafios apresentados,



promovendo as atividades de E&P, deslocando o setor produtivo e, conseqüentemente gerando emprego e renda para a população brasileira.

Neste sentido, a partir de um levantamento bibliográfico e análise da literatura internacional acerca dos custos da exploração e produção de campos de gás natural não convencional de países mais avançados da Europa e dos EUA, foi possível desenvolver a modelagem e a avaliação econômica de campos com características geológicas semelhantes no mercado brasileiro. No entanto, é essencial considerar que cada país é regido por mecanismos de contratação e regimes regulatórios muito diferentes, de tal forma que a aplicação direta dos modelos internacionais não seria recomendada.

Este trabalho busca uma avaliação empírica dos dados gerados pelo modelo financeiro estruturado em torno de variáveis alimentadoras do fluxo de caixa. Visto as incertezas com relação aos dados de produtividade, custo e preço, o modelo desenvolve uma análise de sensibilidade de manipulação simples e imediata dos dados, de tal forma que o aprimoramento informacional possa ser incorporado facilmente ao estudo.

Considerando o cenário base estruturado ao longo da pesquisa, foi possível chegar em uma taxa interna de retorno igual a 12,49% e, portanto, as atividades do *upstream* seriam viáveis, dentro do cenário apresentado. No entanto, dadas as condições descritas é possível identificar os desafios associados ao desenvolvimento da indústria de gás natural não convencional, e as possíveis medidas que poderiam fomentar este setor no Brasil.

O Brasil aponta para necessidades crescentes de termelétricas a gás natural na medida em que a base do sistema elétrico, as usinas hidrelétricas, tem perdido a capacidade de garantir o suprimento energético nacional. A perspectiva de ampliação da oferta de gás natural a partir de recursos não convencionais pode modificar a integração de termelétricas a gás, com preço mais adequado a um despacho na base. O desenvolvimento da tecnologia do fraturamento hidráulico e a perfuração direcional trouxe novas oportunidades para o setor do *upstream*, mostrando que a dinâmica produtiva em campos já maduros podia ser totalmente revertida. Conforme observado nos EUA, a taxa de recuperação de poços com expressivo conteúdo tecnológico veio aumentando significativamente, viabilizando as atividades em poços horizontais e de



alta complexidade geológica e extrativa, transformando a geopolítica mundial do gás natural.

Como sugestões de trabalhos futuros a serem desenvolvidos, vale mencionar o esforço no sentido de minimizar os custos da atividade exploratória encarados pelas empresas do setor. O estudo mostrou algumas estratégias adotadas por empresas nos Estados Unidos e na Argentina, que poderiam servir de base para a formulação de um ambiente de negócios condizente com a realidade institucional e econômica do mercado brasileiro.

7 Referências Bibliográficas

ALMEIDA, E.; BICALHO, Ronaldo; BOMTEMPO, José V.; IOOTTY, Mariana. Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. Rio de Janeiro. Elsevier, 2007.

ALMEIDA, Edmar F., COIMBRA, Vinícius. Modelagem Econômica e Fiscal de Projetos Petrolíferos: Impacto do Repetro Sobre a Rentabilidade dos Projetos. Texto para Discussão 001/2012. Grupo de Economia da Energia. Instituto de Economia. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2012. Disponível em: <http://www.gee.ie.ufrj.br/>.

ALMEIDA, E.; FERRARO, M. Indústria do Gás Natural: Fundamentos Técnicos e Econômicos. Rio de Janeiro. Synergia. FAPERJ IE/UFRJ: UFF, 2013.

ANDREWS, A.; BROUGHER, C.; COPELAND, C.; FOLGER, P.; HUMPHRIES M.; MELTZ, R.; TIEMANN, M. Unconventional Gas Shales: Development, Technology, and Policy Issues. Congressional Research Service. 2009. Disponível em: www.crs.gov.

ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Último acesso em Setembro 2014. Edital e Modelo do Contrato de Concessão R12. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/>



ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Último acesso em Setembro 2014. Resolução ANP nº 21/2014. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/>

BERMAN, A. Shale Gas: A View from the Bottom of the Resource Pyramid. Labyrinth Consulting Services, Inc. NY, 2011.

BERMAN, A. Shale Gas: Abundance or Mirage? Why the Marcellus Shale Will Disappoint Expectations. ASPO USA. World Oil Conference, 2010.

BNDES. Gás não convencional: experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro. Setorial. Petróleo e Gás. P.33 -88.

DELL, B.; Natural Gas: Secular shift or Cyclical Swing? Fact and Fiction in Unconventional Gas. Energy Investments. Alliance Bernstein.

DUMAN, Ryan J. Economic Viability of Shale Gas Production in the Marcellus Shale: Indicated by Production Rates, Costs and Current Natural Gas Prices. MIT Press, Massachusetts, 2012.

EIA/DOE. International Energy Outlook 2013. Washington, 2013.

EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Washington, 2013.

EIA. Natural Gas Transportation: Organization and Regulation, Paris, 1994.

EPE, MME. Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário - PEMAT (2013 – 2022). Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PEMAT/Forms/PEMAT.aspx>>

FAGÁ, M; SANTOS, E. VILLANUEVA, L.; ZAMALLOA, G. Gás Natural: Estratégias para uma Energia Nova no Brasil. ANNABLUME, 2002.

FERRARO, Marcelo C. Estruturas de Incentivo ao Investimento em Novos Gasodutos: Uma Análise Neo-institucional do Novo Arcabouço Regulatório Brasileiro. Tese de



Doutorado. Programa de Pós Graduação em Ciências Econômicas do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. Dezembro/2010.

FERRARO, Marcelo C., HALLACK, Michelle. Natural Gas Transportation Network Development in Brazil: The Role of the New Gas Law in Coordinating New Investments. Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2013.

FERRARO, Marcelo C., TAVARES, Ana. Precificação de Combustíveis no Brasil e as Barreiras ao Investimento. Centro de Excelência em Economia da Energia. Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <http://www.gee.ie.ufrj.br/>.

FILHO, Marcos. Integração de Análises de Incertezas e Ajuste de Histórico de Produção. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas, SP, 2006.

GOMES, Leda. Porque o Brasil precise cada vez mais de termelétricas a gás – e porque nenhuma é construída. Libra quase um Brasil. Brasil Energia Petróleo & Gás, Ano 33, Nº 400, pág. 66, março 2014.

IBP. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Último acesso em Junho 2014. Disponível em: <http://www.ibp.org.br/>.

IEA. Are we entering a Golden age of gas? World Energy outlook special report on unconventional gas. IEA; 2013.

IEA. Flexibility in Natural Gas Supply and Demand. OECD/IEA 2002.

IEA. World Energy Outlook, Paris, 2009. Part C: Prospects for Natural Gas.

IEA. World Energy Outlook, Paris, 2011.

IEA. World Energy Outlook, Paris, 2012.



IEA. World Energy Outlook, Paris, 2013.

IHS. Global Insight (USA) Inc. The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the United States. Washington, 2011.

JACOMO, Julio Cesar Pinguelli. Os Hidrocarbonetos Não Convencionais: Uma análise da Exploração do Gás de Folhelho na Argentina à Luz da Experiência Norte-Americana. Dissertação de Mestrado. PPE/COPPE. Rio de Janeiro, 2014.

MIT. MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (2011). The future of natural gas: an interdisciplinary MIT study. Boston. Disponível em: <<http://mitei.mit.edu/publications/reports-studies/future-natural-gas>>. Acesso em: 2014.

ROCHA, Frederico. Comentários a “Una visión para América Latina: Dinamismo tecnológico e inclusión social mediante uma strategia basada em los recursos naturales”, de Carlota Perez: a Lei de Engel. Programa Cátedras do Desenvolvimento IPEA/CAPES. Revista Econômica – Niterói, v. 14, n.2, p. 63 – 72, dezembro 2012.

SHARIF, A. Tight gas resources in Western Australia. Western Australia Department of Mines and Petroleum. Sept. 2007.

THE ECONOMIST (2014). “shale gas in Argentina: Dead-cow bounce. Disponível em <http://www.economist.com/news/americas/21613314-politics-biggest-hurdle-developing-enormous-vaca-muerta-field-dead-cow-bounce>.

U.S Energy Corp. The Supply Demand Balance in the Shale Revolution. Bentek Energy, 2011.

WEBINAR: The Future of Natural Gas in Brazil. Institute of the Americas. Building Bridges in the Americas. Disponível em: <<https://www.iamericas.org/en/energy-past-events/2041-webinar-the-future-of-natural-gas-in-brazil>>. Acesso em: Maio 2014.

WEIJERMARS, R. Economic Appraisal of Shale Gas Plays in Continental Europe. Applied Energy, 2013.



·

