



RIO OIL & GAS
2014
EXPO AND CONFERENCE

IBP1575_14 VIABILIDADE ECONÔMICA DOS PROJETOS DE E&P DE GÁS NATURAL NÃO CONVENCIONAL NO MERCADO BRASILEIRO

Manuella Lion³

Edmar Fagundes de Almeida¹, Luciano Losekann²

IBP1575_14

VIABILIDADE ECONÔMICA DOS PROJETOS DE E&P DE GÁS NATURAL NÃO CONVENCIONAL NO MERCADO BRASILEIRO

Copyright 2014, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2014**, realizado no período de 15 a 18 de setembro de 2014, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas no trabalho completo submetido pelo(s) autor(es). Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, Sócios e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2014*.

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 extensão dessa trajetória para o mercado brasileiro. A viabilidade econômica do gás não convencional é extremamente dependente de soluções tecnológicas, produtividade dos poços, do custo do investimento e 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 partir de uma taxa de desconto do projeto igual a 10%, foi possível concluir que a atividade de E&P de gás natural não convencional no mercado brasileiro é economicamente atrativa perante os dados referentes ao caso base estruturado ao longo do trabalho. A modelagem financeira, ao incorporar as incertezas geológicas, geográficas, tecnológicas e econômicas, busca conceder maiores informações aos investidores e, portanto, contribuir com o desenvolvimento da indústria de gás natural no nosso país. Entretanto a análise da integração da produção de gás com a geração termelétrica, mostrou que a posição de *back-up* das usinas térmicas 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 a fim de implementar um modelo mais realista e que viabilize os investimentos neste setor.

Abstract

Although the North American success in terms of high gas flow rates from shale formations, it remains substantial risks and uncertainty in extending this trajectory to Brazil. The evaluation of the economic feasibility of the Brazilian fields depends in technology solutions and hypothesis such as wells productivity, investments costs, operational costs, gas price, and, fundamentally depends in the regulatory and institutional approach. This study focus in a discounted cash flow model over a twenty years life cycle. The analyses of internal rate of return (IRR) and net present value (NPV) indicate that albeit all the complexity of this kind of activity, under certain conditions, the development of non- conventional gas in Brazil is profitable. The model suggest the scenario base, in which the variables assume values more similar from the reality as possible. From this scenario, we are able to make some sensibility analyses, changing patterns of the field's characteristics and others important variables. In spite of the varied utilities of the natural gas, this study consider a thermal been constructed in the head of the well, in a way that it's possible to examine the technologies and costs involved in turning the unconventional resources into proven reserves and then in producing them. Understanding the financial model provides not only an important guidance for the development of the natural gas industry, but even propose the best ways

¹ Professor Associado - Grupo de Economia da Energia, Instituto de Economia - UFRJ

² Professor Adjunto - Grupo de Economia da Energia, Faculdade de Economia - UFF

³ Mestranda, Economia Industrial – Instituto de Economia/UFRJ

to overcome regulatory, technological and infrastructure barriers.

1. Introdução

O gás natural pode ser usado em variados segmentos, atendendo a determinações ambientais e de segurança. Com relação ao consumo industrial, o gás natural é usado para geração de calor e força motriz, ou como matéria prima na produção de aço, fertilizantes, combustíveis líquidos e outros produtos petroquímicos. No setor residencial e comercial, o gás natural é usado principalmente em aquecedores de água e fogões. Na geração elétrica, caso a ser desenvolvido neste trabalho, o gás natural produz eletricidade através das turbinas ou motores a gás, concorrendo, neste setor, com os demais fontes de geração.

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 GNL¹, 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.

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 hidráulico² e a perfuração horizontal, para sua extração. ALMEIDA e FERRARO (2013) enfatizam que “(...) o fraturamento hidráulico consiste na injeção de um fluido na formação, sob uma pressão suficientemente alta para causar a ruptura da rocha por tração”. Assim, a evolução tecnológica e a difusão destas técnicas abriu novas possibilidades para a indústria de óleo e gás, dinamizando a atividade extrativa e garantindo segurança energética no longo prazo.

ALMEIDA e FERRARO (2013) destacam que os “recursos não convencionais são aqueles cuja formação dos reservatórios independem de armadilhas estruturais ou estratigráficas”. 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*).

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 nas usinas termelétricas, 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 superou a produção de gás advindo de fontes convencionais desde 2009 (EIA, 2013), levando a uma importante revolução energética nos Estados Unidos, que passaram a atrair indústrias do mundo todo, interessadas na abundância e no baixo preço do insumo produtivo. O processo de industrialização desencadeado pelo boom do *shale gas* no mercado norte americano, foi crucial para que o país conseguisse retomar a atividade econômica, 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.

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 recomendado.

A Lei 9.478/1997, além de determinar o mecanismo de leilões para as atividade de *upstream*, criou o arcabouço regulatório para os contratos de concessão a fim de atrair uma maior participação dos investimentos estrangeiros no setor energético brasileiro. O regime de concessão, que é aplicado a aproveitamentos de gás natural não convencional no Brasil, estabelece que a empresa concessionária torna-se proprietária do produto da lavra (petróleo ou gás natural), ao longo do período de concessão, em troca de compromissos exploratórios determinados nos contratos, e do pagamento de tributos, *royalties*, bônus de assinatura, participação especial e taxa de ocupação e retenção de área³.

¹ Até novembro de 2013 os custos de importação de GNL somavam US\$ 2,8 bilhões (FOB).

² A Resolução ANP nº 21/2014 regulamenta as atividades de perfuração dos poços seguida de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional.

³ Quando o terreno pertence ao governo federal, não há pagamento pelo seu aluguel, mas sim uma taxa de retenção.

2. 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. No modelo desenvolvido neste estudo assumiu-se uma meta de produção de 2 MM m³/dia. Esta meta de produção estaria associada a um contrato de venda do gás por 20 anos com este nível de produção para uma usina termelétrica.

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.

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 desenvolvimento do campo. No caso deste trabalho, utilizou-se uma equação de declínio hiperbólico apresentada em DUMAN (2012), com a seguinte forma:

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

Sendo:

q_t = produtividade em t

q_i = produtividade em i

D_i = taxa de declínio nominal inicial

b = expoente hiperbólico

A hipótese de produtividade de pico consiste em uma variável de cenário, podendo assumir os valores 100 mm³/dia, 150 mm³/dia ou 200mm³/dia no ano. Para um ciclo de vida composto por vinte anos, temos a curva de produção do poço conforme 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 na Figura 1 justifica a viabilidade dos projetos uma vez que esta apresenta vantagens em termos de valor presente.

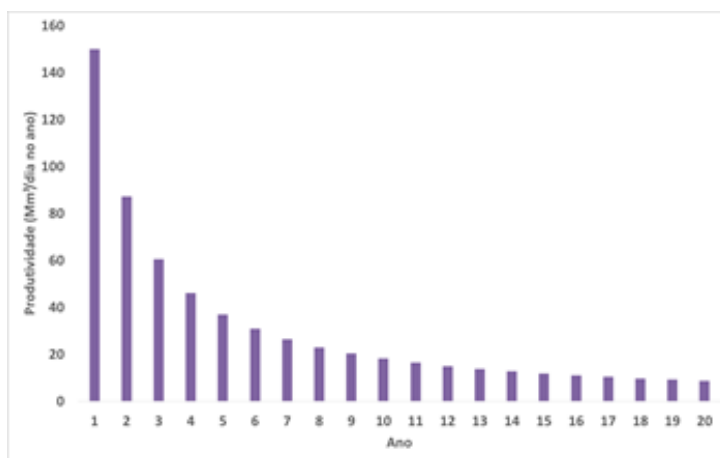


Figura 1. Hipótese da curva de produção de cada poço

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”). Neste estudo, o CAPEX constitui uma variável de cenário podendo variar entre US\$ 7 milhões e US\$ 12 milhões por poço. A partir da hipótese da curva de produção do poço, da produtividade de pico e da meta de produção, é possível estimar a produção remanescente a cada ano e o número de novos poços necessários para manter o nível desejado de produção. Associada ao CAPEX por poço, temos, então, o CAPEX total do projeto.

O OPEX do projeto também é uma variável de cenário, podendo variar entre 0,5 e 1 US\$/mcf⁴.

O cenário base para fins de comparação e análise de sensibilidade é demonstrado na Tabela 1 abaixo.

Tabela 1. Cenário Base

⁴ Unidade volumétrica (mil pés cúbicos).

Ciclo de Vida do Projeto	20 anos
Preço do Gás na Boca do Poço	US\$ 5/Mmbtu
Preço do Óleo	US\$ 80/bbl
Porcentagem de GLP e Líquidos	5%
Produtividade do Poço	150Mm³/dia
CAPEX por poço	US\$ MM 10
OPEX	US\$ 0,8/mcf
Despacho das Térmicas	100%
Início da Produção	4º ano do projeto
Royalties	10%
Bônus de Assinatura	R\$MM 5

Não foram considerados os custos associados à construção de gasodutos até os centros consumidores, de maneira a supor a construção de uma usina termelétrica na área de produção do gás.

As receitas líquidas dos custos de produção do projeto é dividida entre o consórcio vencedor do leilão e o governo. A parcela do governo é composta por impostos indiretos, *royalties*, imposto de renda e pelo bônus de assinatura. É interessante destacar que para o caso considerado não existe cobrança de participação especial. Além disso, é importante considerar a parcela (1%) referente a taxa de ocupação ou taxa de retenção de área. A Figura 2 abaixo representa o fluxo de caixa do projeto para o cenário base.

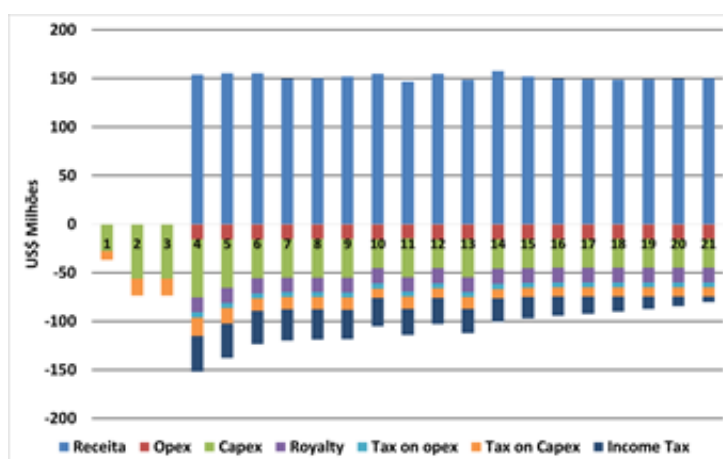


Figura 2. Fluxo de caixa do projeto

De posse destes dados é possível fazer uma análise de sensibilidade em que uma ou duas variáveis são analisadas dentro de um determinado intervalo factível de valores que podem vir a mudar ao longo das pesquisas e do levantamento de informações.

3. Análise de Sensibilidade

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

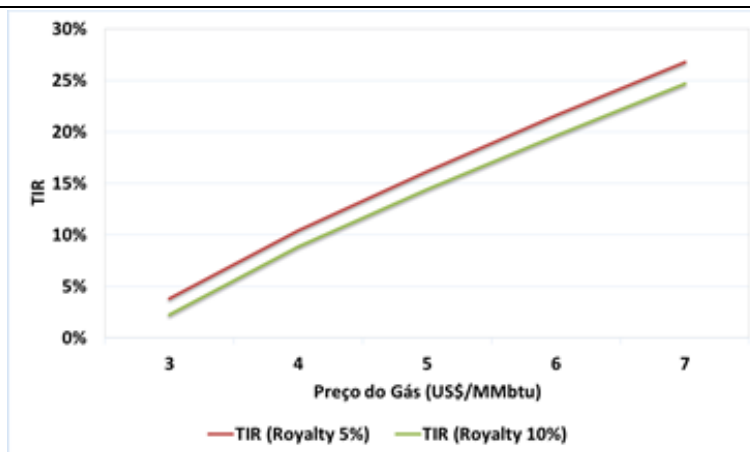


Figura 3. Impacto da variação do preço do gás em diferentes cenários de *royalties*

A Figura 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).

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). Este resultado sinaliza para uma viabilidade econômica para áreas com elevada produtividade de gás não-convencional.

Além disso, de acordo com as estimativas apresentadas no Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT (2014), o preço de realização para o gás não convencional em um projeto típico, conforme utilizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), consiste em US\$ 6/MMbtu. Neste sentido, o modelo apresenta o preço do gás como uma variável de cenário, podendo variar entre US\$ 3/MMbtu e US\$ 7/MMbtu, conforme as características do mercado.

Uma variável importante para a viabilidade do projeto é a produtividade do poço. Conforme visto acima, o formato típico 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.

Conforme enfatizado em 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, a Figura 4 busca demonstrar 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 preços muito baixos do gás.

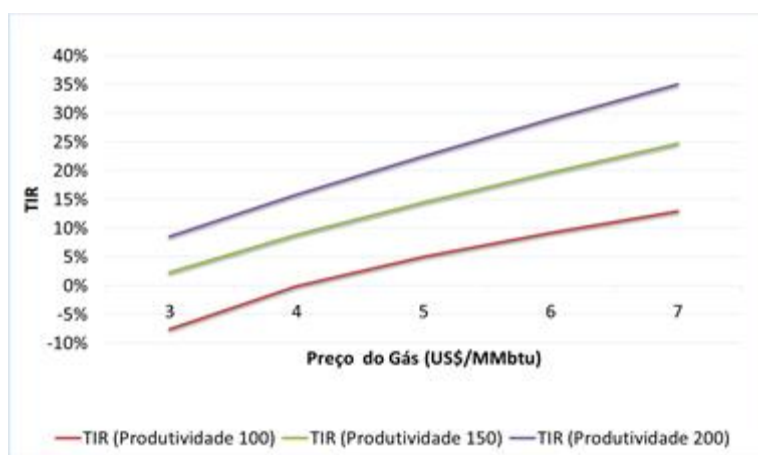


Figura 4. Impacto da variação do preço do gás para diferentes cenários de produtividade

Uma terceira análise interessante consiste no impacto econômico da variação do CAPEX por poço para diferentes cenários de *royalties* conforme ilustrado na Figura 5. É interessante observar que mesmo para a hipótese de royalties a 10%, o projeto seria viável para níveis altos do CAPEX (12 US\$ MM/poço).

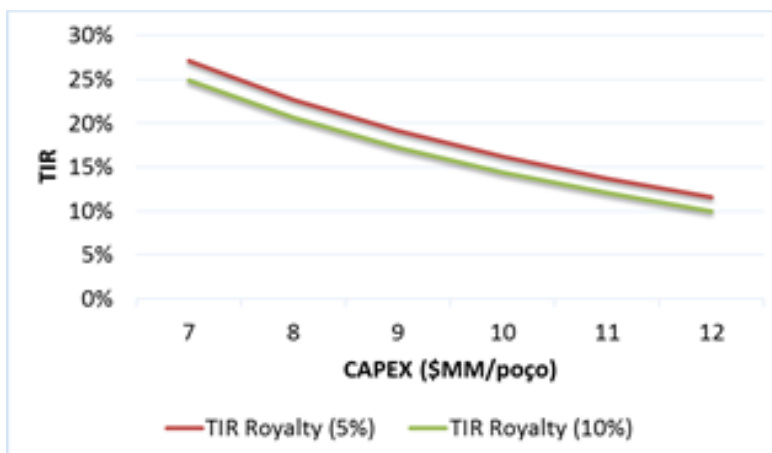


Figura 5. Impacto da variação do CAPEX para diferentes cenários de *royalties*

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 admitido pela regulação 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 para o suprimento da capacidade total das térmicas. Assim, seria necessário investir em sistemas de produção que não gerariam vendas de gás natural. 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. A Figura 6 abaixo mostra o nível de rentabilidade do projeto em diferentes cenários de despacho das usinas térmicas.

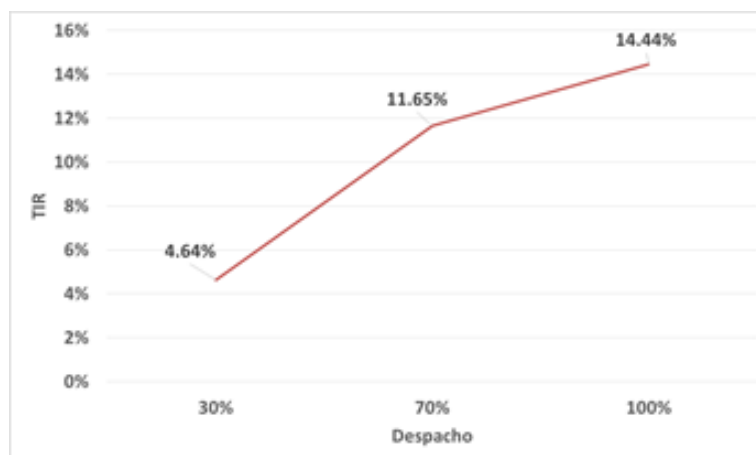


Figura 6. Impacto econômico da variação do nível do despacho de um projeto integrado

Uma alteração no despacho das térmicas, portanto, 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 da Figura 6 acima.

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 2 são necessários 82 poços para que seja possível alcançar os 2MMm³/dia previstos pelo modelo. Por outro lado, as figuras 7 e 8 configuram os demais cenários possíveis, em que para uma produtividade igual a 150m³/dia, o número de poços perfurados é 58 para despacho de 70% e 25 no

caso do despacho de 30%. A Figura 9, por sua vez, representa o número de poços perfurados a cada ano para o cenário base.

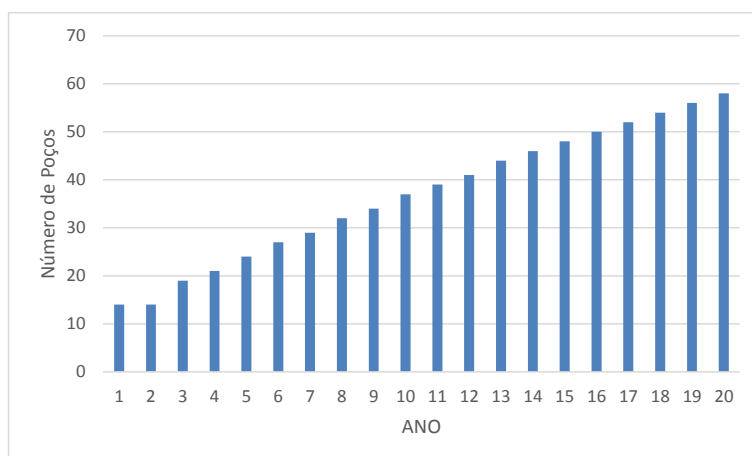


Figura 7. Quantidade acumulada de poços (Despacho 70%)

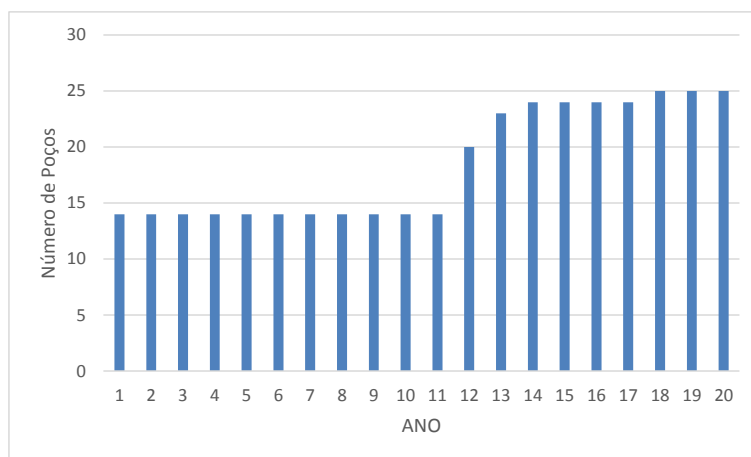


Figura 8. Quantidade acumulada de poços (Despacho 30%)

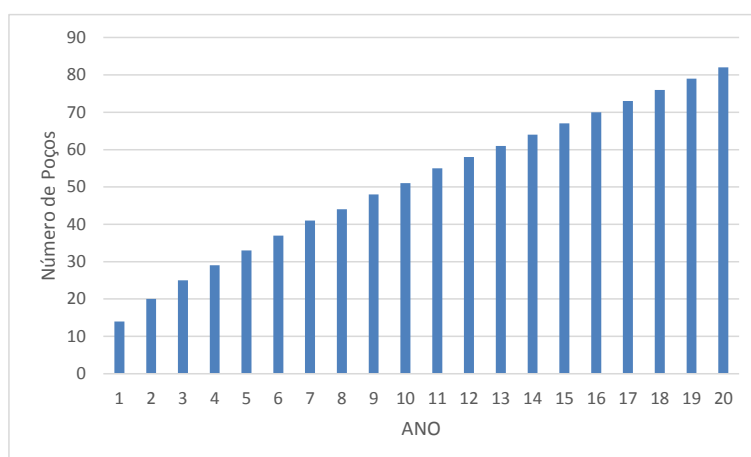


Figura 9. Quantidade Acumulada de Poços (Despacho 100%)

É possível constatar um movimento contínuo e crescente na perfuração de poços tanto nos cenários de despacho de 100% como no cenário de 70%. Por outro lado, de acordo com a Figura 8, para o despacho de 30%, o modelo prevê que após a perfuração inicial de 14 poços, existem dez anos sem qualquer perfuração comprometendo fortemente a

viabilidade do projeto. Neste caso, o projeto só seria viável para preços do gás acima de US\$ 7/MMbtu. Desta forma, uma análise interessante, consiste em calcular a variação no número de poços perfurados, e, portanto, variações no CAPEX, vis à vis mudanças com relação ao cenário base.

A Figura 10, resume os últimos três gráficos, mostrando que somente no caso do despacho de 100% há gastos com CAPEX na totalidade dos anos compreendidos no ciclo de vida do projeto, na medida em que nos demais casos há anos sem perfuração.

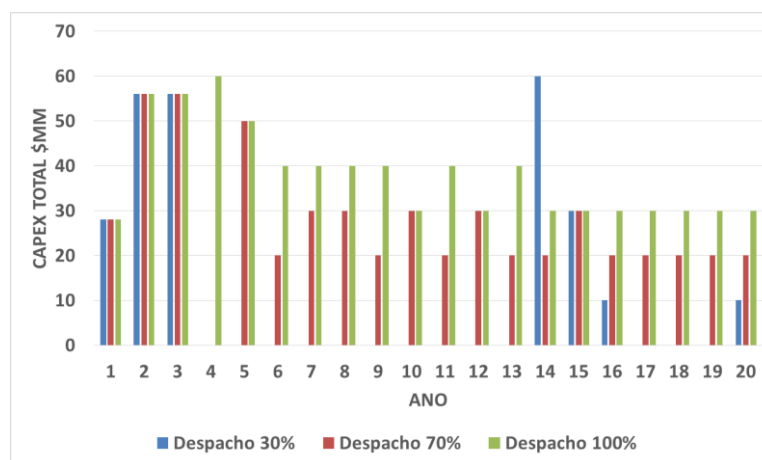


Figura 10. Evolução do CAPEX nos três cenários analisados

4. Considerações Finais

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. 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 do gás natural.

Este trabalho buscou uma avaliação empírica dos dados gerados pelo modelo financeiro estruturado em torno de variáveis alimentadoras do fluxo de caixa. Apesar das 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 modelo.

Considerando o cenário base apresentado ao longo deste trabalho, foi possível chegar em uma taxa interna de retorno igual a 14,44% e um valor presente líquido igual a US\$ 85 milhões, sendo que US\$ 444 milhões representa a parcela do governo. Neste sentido, apesar de ainda existirem importantes barreiras ao desenvolvimento da indústria de gás natural, a lucratividade na transformação dos recursos tecnicamente recuperáveis dos hidrocarbonetos não convencionais em reservas provadas, 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.

6. Referências Bibliográficas

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

ANP. Resolução ANP nº 21/2014.

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.

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.

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>>

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.

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

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: Maio 2014.

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

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.