

## **A avaliação econômica do suprimento de gás de folhelho para a ute Uruguaiana**

### **The economic evaluation of the shale gas supply to the Uruguaiana thermoelectric power plant**

DOI:10.34117/bjdv7n8-408

Recebimento dos originais: 07/07/2021

Aceitação para publicação: 02/08/2021

#### **Luis Gustavo Picolo**

Graduando em Engenharia de Petróleo pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Rua Angelo Piconi, 564 – Santa Luiza, Nova Odessa – SP, 13387-742

E-mail: luis.picolo@usp.br

#### **Denis Martins Fraga**

Mestre em Ciências da Energia pelo Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

125, Richmond Avenue, Flat L, Londres, Reino Unido, Post code: N10LR

E-mail: fraga.denis@gmail.com

#### **Edmilson Moutinho dos Santos**

Professor Associado do Instituto de Energia e Ambiente  
Universidade de São Paulo

Av. Prof. Luciano Gualberto, 1289 - Butantã, São Paulo - SP, 05508-010

E-mail: edsantos@iee.usp.br

#### **Hirdan K. M. Costa**

Pesquisadora Visitante PRH 33.1. Pós-Doutora, Doutora e Mestre em Energia pelo Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (PPGE/USP)

Av. Prof. Luciano Gualberto, 1289 - Butantã, São Paulo - SP, 05508-010

E-mail: hirdan@usp.br

#### **Thiago L. Felipe Brito**

Doutor em Ciências da Energia pelo Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo

Escola de Artes, Ciências e Humanidades (EACH-USP)

Rua Arlindo Béttio, 1000 - Ermelino Matarazzo, São Paulo - SP, 03828-000

E-mail: thiagobrito@usp.br

#### **RESUMO**

O presente trabalho tem como objetivo avaliar a viabilidade econômica, do uso de recursos não convencionais nacionais, tais como gás de folhelho advindos da Bacia do Paraná pela usina termelétrica de Uruguaiana localizada no Rio Grande do Sul. Esta usina foi a primeira térmica operada a gás natural no Brasil, iniciando suas atividades em 2000, mas está paralisada desde abril de 2009. Este trabalho expõe o potencial real de hidrocarbonetos da Bacia do Paraná. Os resultados indicam que o valor presente da demanda de gás natural (em função da utilização da UTE) pode chegar a um valor de

USD 16,21 MMBTU para garantir um retorno hipotético de 5% do investimento. A partir dos resultados obtidos, chega-se à conclusão de que a alternativa não convencional para o projeto não é economicamente mais viável na data do estudo do que a importação de GNL, porém é preciso levar em consideração que todos os projetos e investimentos feitos na área do petróleo e gás estão sujeitos a riscos, e à mercê das flutuabilidades desta commodity, que foi evidenciada pela pandemia do COVID19.

**Palavras Chaves:** Uruguaiana. Shale Gas. Termoelétrica. Fluxo de Caixa.

#### **ABSTRACT**

The objective of this research is to evaluate the economic viability of using unconventional national resources, such as shale gas from the Paraná Basin by the Uruguaiana thermal power plant located in Rio Grande do Sul. This plant was the first thermal plant operated with natural gas in Brazil, starting its activities in 2000, but has been paralyzed since April 2009. This work exposes the real hydrocarbon potential of the Paraná Basin. The results indicate that the present value of the natural gas demand (as a function of power plant's demand) can reach a value of USD 16.21 MMBTU to guarantee a hypothetical return on investment of 5%. From the results achieved, it's possible to conclude that: the non-conventional alternative for the project is not economically more viable on the date of the study than importing LNG, however one must take into consideration that all projects and investments made in the area of oil and gas are subject to risks, and at the mercy of the fluctuations of this commodity, which was evidenced by the COVID19 pandemic.

**Key Words:** Uruguaiana. Shale Gas. Thermoelectric. Cash Flow.

## **1 INTRODUÇÃO**

Fontes de CO<sub>2</sub> antropogênico advém desde desmatamentos até combustão de combustíveis fósseis como carvão, petróleo e gás natural. A comunidade científica sinaliza que um aumento da concentração de CO<sub>2</sub> e da temperatura na superfície da Terra, pode causar variações inesperadas no clima, tornando algumas condições mais recorrentes e intensas, tais como: ondas de calor, períodos de estiagem e enchentes (COSTA e MUSARRA, 2021; MITTLER e BLUMWALD, 2010; IPCC, 2014).

No Brasil, conforme o Instituto de Energia e Meio Ambiente – IEMA (2016), o setor de energia apresentou a maior taxa média de crescimento anual no período entre 1990 e 2014, tendo suas emissões atmosféricas indo de 189,7 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>e) para 479,1 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>.

No Brasil, o cenário de geração elétrica se encontra bem posicionado em relação a geração de gases estufa visto que, conforme dados divulgados pela EPE dentre as fontes de energia elétrica brasileira a participação das hidrelétricas representa cerca de 64,9%. Esse dado indica que em períodos de estiagem prolongada o país enfrenta dificuldades

em seu fornecimento de energia e adota térmicas a gás natural como meio de garantir a oferta.

Explorado juntamente com petróleo, o gás natural contém quantidades significantes de contaminantes. Pelo aspecto ambiental, ele é o combustível fóssil de queima mais limpa e por isso representa uma alternativa para a ampliação da matriz energética brasileira e mundial. Para ser utilizado como fonte de energia, o gás natural precisa ser tratado e processado (UTG) (PAIVA, 2000).

Nesse contexto, o Gás Natural apresenta influência na indústria e na matriz energética pelo potencial de conversão energética e menor risco ambiental, uma vez que apresenta menor taxa de emissão de gás carbônico (CO<sub>2</sub>) quando comparado a outros combustíveis fósseis como o carvão, óleo combustível e diesel (GEE) (RAJESH & KISHORE, 2018; BĂLĂNESCU & HOMUTESCU, 2019).

Localizada no Rio Grande do Sul na cidade de Uruguaiiana, a Usina Termoelétrica de Uruguaiiana foi a primeira usina operada a gás no Brasil. Construída na década de 1990 e teve o início de suas operações em dezembro de 2000 (MARCOVICI, 2021). A usina conta com duas turbinas a gás natural com capacidade de 187,5 MW cada e uma turbina a vapor de 265 MW (AES URUGUAIANA, 2017). A usina teve suas atividades paralizadas em abril de 2009 devido à interrupção total do fornecimento de gás por parte da sua única fornecedora, a empresa argentina Yacimientos Petrolíferos y Fiscales S.A (YPF). Com as operações interrompidas, a usina realiza apenas programas de manutenção e conservação (AES URUGUAIANA EMPREENDIMENTOS S, 2017).

As operações foram reiniciadas parcialmente em 6 de fevereiro de 2013 com potência, neste primeiro período, de 164 MW e, no segundo, de 244MW, com o acionamento da operação em ciclo combinado. Em 2014 e 2015, a usina foi novamente autorizada pelo Ministério das Minas e Energia (MME) a operar de forma excepcional e temporária. Ao longo de 2016 e 2017, a usina de Uruguaiiana manteve-se em condições de hibernação, permanecendo com suas atividades paralisadas em função da indisponibilidade de gás natural.

A partir das problemáticas históricas enfrentadas no abastecimento da usina, e ao considerar o potencial de hidrocarbonetos da Bacia do Paraná, que apresenta maior probabilidade de ocorrência nas regiões centrais, esta pesquisa discute possíveis soluções para a Usina de Uruguaiiana. Busca-se, portanto, apresentar saídas mais econômicas, rentáveis e autônomas para o projeto a partir do uso de recursos não convencionais, como por exemplo o gás de folhelho, advindos da exploração dos hidrocarbonetos

possivelmente existentes na Bacia do Paraná que tem sua localização próxima a usina em questão. Os folhelhos podem constituir reservatórios não convencionais, ou seja, rochas que contêm óleo e gás, mas que apresentam permeabilidades muito baixas, de modo que a produção economicamente viável exige o emprego de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico (ZOBACK e KOHLI, 2019)

Buscou-se, portanto, estudar a viabilidade econômica da alternativa não convencional para a geração termelétrica no Brasil. A fim de determinar os valores de CAPEX e OPEX em três cenários diferentes de utilização da UTE de Uruguaiana, levou-se em consideração a quantidade de anos em média que um poço fica operante assim como outros parâmetros internacionais para o avaliar o desenvolvimento do shale gas no Brasil.

## 2 METODOLOGIA

A Bacia Sedimentar do Paraná abrange uma área de aproximadamente 1,5 milhão de km<sup>2</sup>, sendo 1,1 milhão km<sup>2</sup> pertencentes ao território brasileiro. Essa bacia possui quatro unidades principais contendo folhelhos com matéria orgânica: Vila Maria, Ponta Grossa, Irati, e Serra Alta. Potenciais rochas geradores de hidrocarbonetos não convencionais (shale gas e shale oil) estão presentes nas unidades citadas (RICCOMINI et al., 2021). Existe também potencial moderado à elevado para a ocorrência de gás de folhelho na região; com reservas estimadas em 2,29 trilhões de pés cúbicos (KUUSKRAA; STEVENS; MOODHE, 2013).

A Formação Ponta Grossa e Irati apresentam potencial moderado para geração de gás natural não convencional. No entanto a Formação de Irati tem seu potencial concentrado em zonas mais profundas da bacia. Como resultado de seu maior estágio de evolução termal, maior espessura e profundidade, a Formação Ponta Grossa possui um potencial de geração de gás natural maior que a Formação Irati (ROCHA, 2016).

Para expor o potencial de recursos não convencionais na Bacia do Paraná, vale ressaltar que os recursos arriscados e tecnicamente recuperáveis de gás de xisto e óleo de xisto da unidade de Ponta Grossa na Bacia do Paraná estão estimados em 81 Tcf (trilhões de pés cúbicos, o equivalente a 2,29 trilhões de metros cúbicos) de gás de xisto e 4,3 bilhões de barris de óleo de xisto e óleo condensado (KUUSKRAA; STEVENS; MOODHE, 2013).

A Tabela 1 expõe os valores adotados para o cálculo da viabilidade econômica do uso de *shale gas* da Bacia do Paraná para abastecimento da Usina Termoelétrica de Uruguaiana. As premissas pesquisadas para exploração de gás de folhelho (como

CAPEX, OPEX e outras) consideram valores para estudos econômicos na Europa, conforme as referências listadas na coluna Fonte, visto que envolvem explorações em novas fronteiras. Tais premissas englobam, para exemplificar algumas, dados para o cálculo da curva de produção de um poço, CAPEX por poço, depreciação, vazão inicial do poço e redução da produção por ano. Portanto, visto que é inexistente a referência de dados para realidade Brasileira, a utilização de fontes Europeias demonstra-se mais adequada por conter estágio de maturidade das operações mais próximo ao do Brasil.

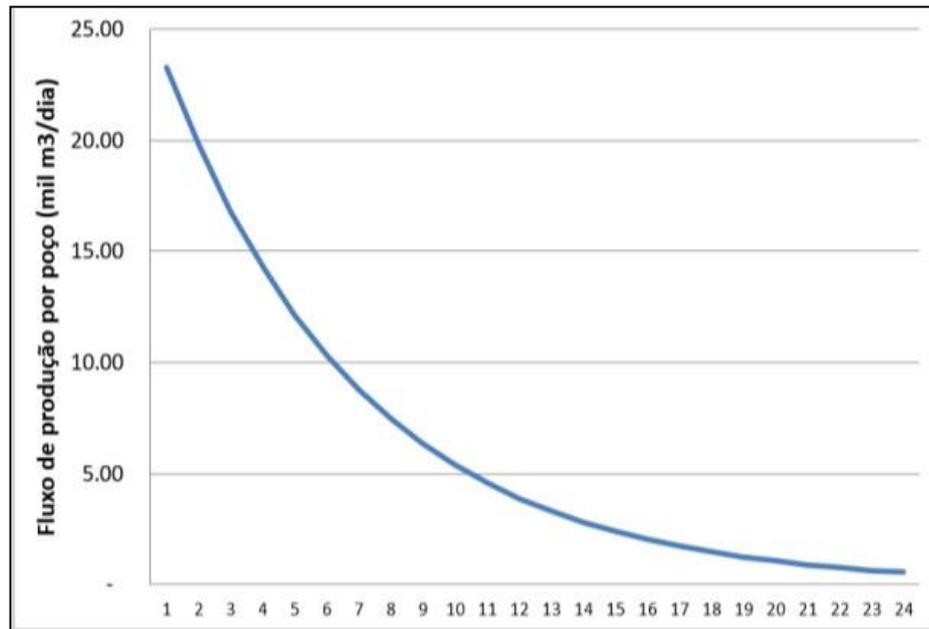
Tabela 1 – Premissas adotadas para o cálculo de viabilidade econômica

Descrição	Adotado	Unidade	Fonte
<b>Premissas de custos</b>			
Capex por poço	15.450	Mil USD/Poço	(Weijermars,2013)
Depreciação	10	% ao ano	
Opex	0,03	USD/m <sup>3</sup>	(Madani,2011) &
Outros Opex	0,02	USD/m <sup>3</sup>	(Kuhn&Umbac,2013)
<b>Produção do poço</b>			
Vazão inicial	23,26	Mil m <sup>3</sup> /dia	
Redução da produção por ano	0,15	%/ano	(Weijermars,2013)
<b>Regime Fiscal</b>			
Royalty	10	% da receita bruta	
Imposto de renda	25	% do lucro líquido	
Parti.do proprietário de terra	1	% da receita bruta	(Santos,2015)
ICMS	12	% da receita bruta	
CSLL	9	% do lucro líquido	
<b>Características da UTE</b>			
Capacidade da planta	639,90	MW	(MME,2016)
Consumo de gás	4,37	Mil.m <sup>3</sup> /dia/MW	

Dessa forma a partir das premissas expostas na Tabela 1 foi possível calcular a partir da Equação 1 a curva de produção por poço ( $q_n$ ) em um período de 25 anos, em que  $q_i$  é a vazão inicial do poço e  $a$  é a redução média anual. A Figura 1 apresenta o produção estimada por poço, que varia de 23,26 mil m<sup>3</sup>/dia no primeiro ano a 0,55 mil m<sup>3</sup>/dia no vigésimo quarto ano.

$q_n = q_i(1+a)^2$	(1)
--------------------	-----

Figura 1: Curva do fluxo de produção por poço em mil m<sup>3</sup>/di



FONTE: produção própria

A demanda de gás (DG), em mil m<sup>3</sup> por dia, foi estimada através da Equação 2, em que C é consumo de gás por dia e CI é a capacidade instalada da usina (vide Tabela 1). O fator de utilização (F) varia conforme o cenário adotado (veja adiante).

$DG = C \times CL \times F$	(2)
-----------------------------	-----

Para se estimar o CAPEX total, definido pela Equação 3, foi necessário multiplicar o custo dos poços (CP, vide Tabela 1) pelo total de perfurações necessárias (NP) para suprir a demanda UTE conforme os cenários. O cálculo do número de poços (Equação 4) leva em consideração a demanda por gás (DG), estimada pela Equação 2 e a variação da produção (CPP) conforme a curva estimada na Figura 1, resultante da Equação 1.

$CAPEX\ total\ n = CP \times NP$	(3)
$NP = \frac{DG}{CPP}$	(4)

A Equação 5 foi utilizada para determinar o OPEX total por ano, levando em consideração os valores base de OPEX da Tabela 1, assim como no número de poços (NP) estimados pela Equação 4, a curva de produção resultante dos poços (CPR), que leva em consideração o número de poços e sua respectiva produção (em mil m<sup>3</sup> por dia).

$OPEX\ total_n = (Opex + Outros\ Opex) \times NP \times CPR \times 1000 \times 365$	(5)
---	-----

Por fim, através da Equação 6, determinar o custo em USD/MMBTU (1 milhão de BTU que equivale a 26,8 metros cúbicos de gás natural) da alternativa de abastecimento com gás de folhelho. Para tanto, calculou-se o valor presente líquido (VPL) do CAPEX e do OPEX, assim como o VPL da demanda por gás natural.

$CMMBTU = \frac{VPL@taxa(CAPEX) + VPL@taxa(OPEX)}{VPL@taxa(Demanda\ em\ MMBTU)}$	(6)
--	-----

Com o propósito de avaliar economicamente cenários diversos, bem como fazer a análise do fluxo de caixa descontado da alternativa de abastecimento com gás de folhelho, foram realizados dois cálculos. O primeiro foi desenvolver o fluxo de caixa líquido para os cenários 10%, 50% e 100% de utilização da capacidade máxima da UTE de Uruguaiiana, através da Equação 7. O segundo foi descontar o fluxo de caixa líquido a taxa de atratividade de 5% que obedece a Equação 8.

$FC_n = (Receita\ Líquida - Capex - Opex - IR - CSLL + VL)_n$	(7)
$FCLD = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FC_t}{(1 + 0.05)^t} + FC_0$	(8)

Onde: FC<sub>n</sub> é o fluxo de caixa líquido no período n; RL é a receita líquida; VL é o valor residual; FCLD é o fluxo de caixa líquido descontado; CSLL é a contribuição social sobre o lucro líquido.

Adiante o referencial teórico apresenta uma visão geral da geração termelétrica no Brasil, bem como seu crescimento recente. Em seguida, apresenta-se um breve histórico do caso da UTE de Uruguaiiana na qual este estudo utilizou como referência.

Os resultados são apresentados, posteriormente, e trazem as estimativas realizadas pelas Equações previamente descritas.

### 3 REFERENCIAL TEÓRICO

A oferta do gás natural depende da existência de gasodutos para escoamento da produção, bem como unidades de processamento e gasodutos de transporte. No caso de bacias localizadas em terra, existem usinas termelétricas na “boca de poço”. Essas usinas termelétricas são construídas próximas dos campos produtores de gás natural, dispensando, portanto, a necessidade de investimentos na construção de gasodutos para transportar o gás, o que torna esse modelo mais econômico (TOLMASQUIM, 2016).

A disponibilidade de gás para a geração de eletricidade compete com a demanda de outros setores de consumo, onde o gás surge como alternativa energeticamente eficiente: setor industrial, energético, residencial, transportes, comercial e público. Para a expansão da oferta de gás natural nacional são necessários altos investimentos em exploração, produção, expansão da malha de transporte no país além de projetos internacionais de gasodutos e de infraestrutura para a regaseificação do GNL (TOLMASQUIM, 2016). Usinas a gás natural são versáteis e podem operar durante todo o ano (LAWSON; PEREIRA, 2017). O consumo de gás em térmicas é volátil e flexível, uma vez que ocupam capacidade frequentemente não utilizada em gasodutos de transporte, redes de distribuição e terminais de GNL (GOMES, 2019).

Para introduzir a cenário termelétrico brasileiro, primeiro vale destacar que o gás natural pode ser consumido diretamente como matéria-prima e indiretamente, sendo queimado para a geração de eletricidade ou calor. Nas usinas termelétricas, o gás natural é queimado, para que essa energia térmica através de processos se converta em energia elétrica (TOLMASQUIM, 2016). Em um cenário global que o gás natural já pode ser considerado uma commodity, cerca da metade do seu comércio inter-regional do mundo é feito por navios. No entanto, o preço do gás natural brasileiro ainda é o terceiro mais caro dentre as principais referências da Europa (CHAMBRIARD; CUNHA, 2020).

A geração termelétrica a gás natural é uma alternativa para complementar a geração das fontes renováveis intermitentes. No Brasil, as térmicas a gás natural servem como complementação à geração hidrelétrica. Devido sua sazonalidade, as térmicas exercem presença importante no planejamento da expansão energética de longo prazo (TOLMASQUIM, 2016). No cenário brasileiro, durante muito tempo a geração de energia se deu quase que exclusivamente por usinas hidrelétricas, mesmo durante

períodos hidrológicos adversos, devido à boa capacidade de regularização dos reservatórios. Por razões conjunturais, houve a necessidade de expandir e adicionar novas fontes produtoras ao Sistema Interligado Nacional (SIN) (LAWSON; PEREIRA, 2017).

Conforme dados da Empresa de Planejamento Energético (EPE), o gás natural, aumentou a sua participação na geração elétrica a partir do ano 2000. Desde 2012, o gás natural corresponde à segunda fonte na matriz elétrica brasileira e desde 2013 responde por mais de 10% da geração elétrica do País. Em 2014, foram produzidos 81 TWh de eletricidade a gás natural, o que representa um crescimento de vinte vezes em relação ao ano 2000 (EPE, 2015).

Atualmente, no Brasil, existem 38 térmicas movidas a gás natural, com potência instalada de 12.008 MW. As termelétricas são acionadas, para gerar energia de forma complementar às hidrelétricas, com o objetivo de otimizar o custo de operação. Assim, as térmicas são mais acionadas em momentos de seca e baixo nível dos reservatórios hídricos (DUTRA et al., 2017). De acordo com os dados consolidados do boletim InfoMercado Mensal da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, as usinas térmicas que integram o Sistema Interligado Nacional produziram 18.385 MW médios em novembro de 2020. O montante é 17,6% superior ao mesmo mês de 2019, devido ao aumento da utilização de geradoras a gás e importação, acionadas durante o período de hidrologia adversa (CCEE, 2020).

A AES Uruguaiana iniciou suas atividades em 2000 na cidade de Uruguaiana, no Estado do Rio Grande do Sul e estava autorizada a operar como produtora independente pelo prazo de 30 anos, a partir de 26 de junho de 1997. A geradora estava com suas atividades paralisadas desde abril de 2009 devido à interrupção total do fornecimento de gás por parte da sua única fornecedora, a empresa argentina Yacimientos Petrolíferos y Fiscales S.A. (“YPF)(AES URUGUAIANA EMPREENDIMENTOS S, 2017).

No final de 2012, o Ministério de Minas e Energia (MME), em conjunto com a AES Uruguaiana, Petróleo Brasileiro S.A., Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul, Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB) e Operador Nacional do Sistema (ONS), iniciaram as negociações para o retorno excepcional da operação da usina. Em 2014 e 2015, a usina foi novamente autorizada pelo MME a operar de forma excepcional e temporária, onde gerou no período de março de 2014 a maio de 2014 o equivalente a 240MWh e no período de fevereiro a maio de 2015 o equivalente a 320MWh (AES URUGUAIANA EMPREENDIMENTOS S, 2017).

Buscando promover a retomada da operação comercial da usina, foram iniciadas negociações com o fornecedor de gás natural argentino, a YPF para promover a retomada do fornecimento de gás natural para a usina. A Administração da Companhia, na busca por alternativas para viabilizar o retorno comercial da usina e sua operação de longo prazo, celebraram Contrato de Industrialização por Encomenda para Geração de Energia Elétrica para Exportação, juntamente com as cartas enviadas pela YPF à AES Uruguaiana em 2017 prevendo que a Companhia deveria disponibilizar energia elétrica ao sistema argentino por no mínimo dois anos, podendo ser prorrogado por mais 3 anos (AES URUGUAIANA EMPREENDIMENTOS, 2017).

No início de novembro de 2020, a usina foi vendida pelo grupo americano AES para a empresa argentina SAESA. A termelétrica recebe gás da Argentina e conta com uma linha que vai de Uruguaiana até o município de Garruchos, que conta como insumo principal o gás natural vindo da Argentina, onde fica a estação conversora (COMÉRCIO, 2020). O presidente da SAESA Energia (criada em 2006), Juan Bosch, confirmou que Uruguaiana retomou a geração de energia. Nesta primeira fase a CTU vai gerar, 250 MW de energia, sendo que a potência da planta permite atingir 640 MW. A energia gerada em Uruguaiana será destinada ao Brasil e entrará no país por meio do Sistema Sul (MARCOVICI, 2021).

#### **4 RESULTADOS E DISCUSSÃO**

Para apresentar os resultados foram escolhidos três cenários principais: a usina funcionando com 10%, 50% e 100% de sua capacidade de utilização do gás, o que define portanto o fornecimento de gás natural obtido da alternativa não convencional. Conforme gráfico da esquerda na Figura 2, a demanda por gás natural pode variar de 280 mil m<sup>3</sup> por dia à 2.8 milhões de m<sup>3</sup> por dia, de acordo com o cenário adotado. Estes valores são proporcionalmente condizentes com o consumo de outras usinas atualmente em operação no Brasil e poderá dobrar o consumo de gás natural do Estado do Rio Grande do Sul.

Figura 2: Demanda de gás conforme os cenários (em milhões de m<sup>3</sup> por dia).

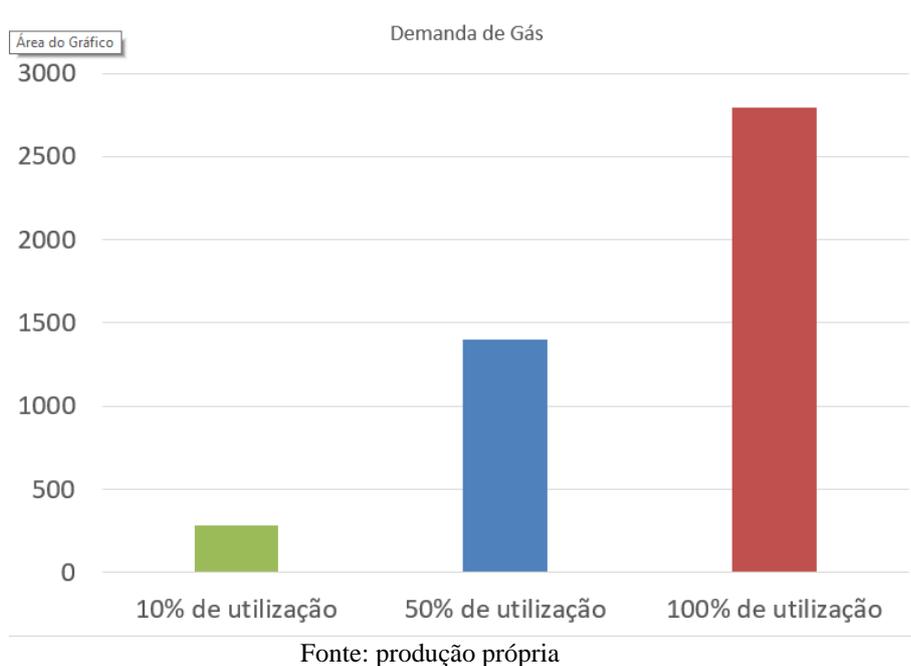
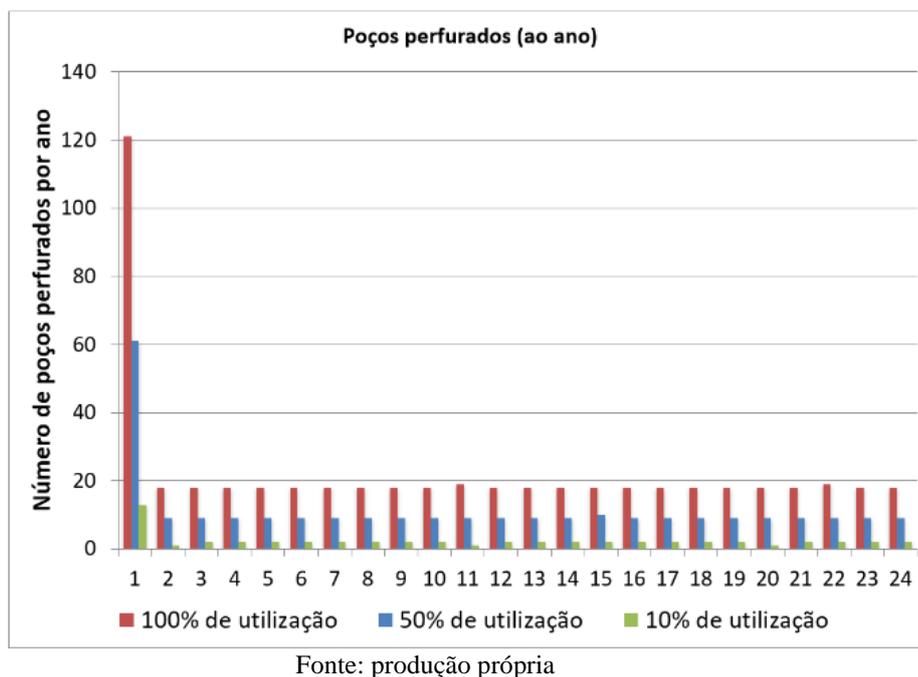


Figura 3: Número de poços perfurados ano a ano para manter o fornecimento de gás

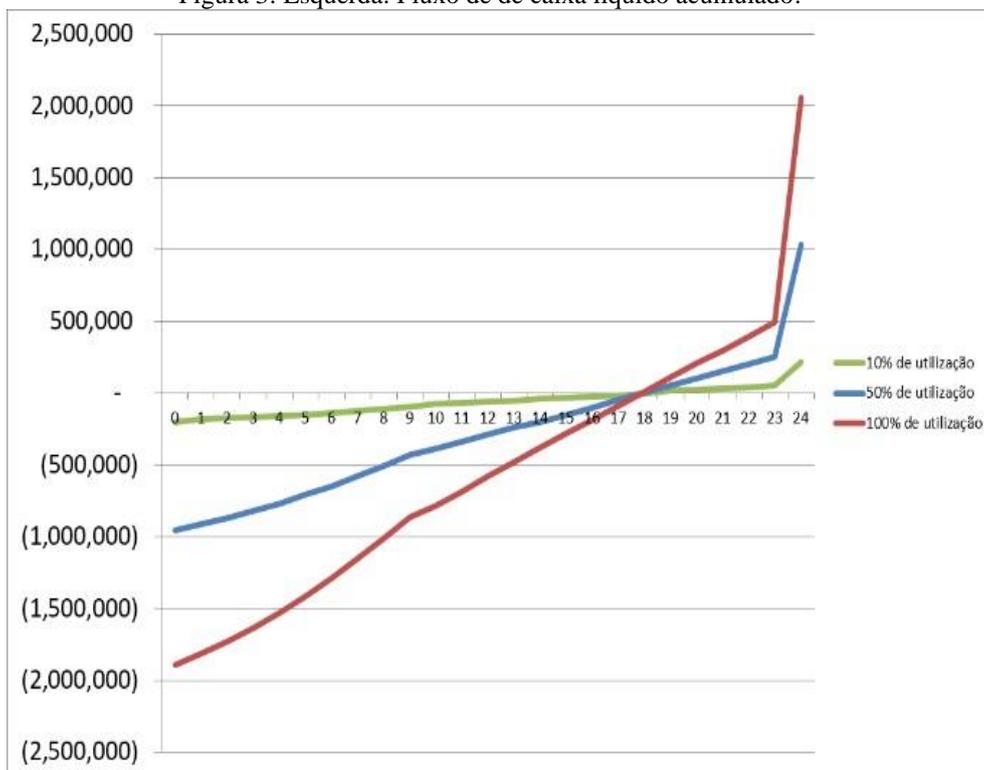


O gráfico da direita na Figura 2 mostra o número de poços que serão perfurados ano a ano de acordo com cada cenário adotado. No primeiro ano, nos cenários de 10%, 50% e 100%, será necessário a perfuração de 13, 61 e 121 poços, respectivamente, para suprir a demanda. Devido a redução do fluxo de produção por poço calculado pela Equação 1, a cada ano será necessária a perfuração de poços adicionais, sendo assim

teremos, em média, 2, 9 e 18 poços perfurados ao ano de acordo com cada cenário. No primeiro ano, devido a necessidade de perfuração de muitos poços para atender a demanda inicial consequentemente, tem-se um CAPEX muito mais alto em relação aos outros anos. Os valores de CAPEX variam de US\$ 200 milhões a US\$ 1.869 bilhões, conforme o cenário. Os OPEX também apresentam variações proporcionais, entre US\$ 2.65 milhões a US\$ 24.7 milhões

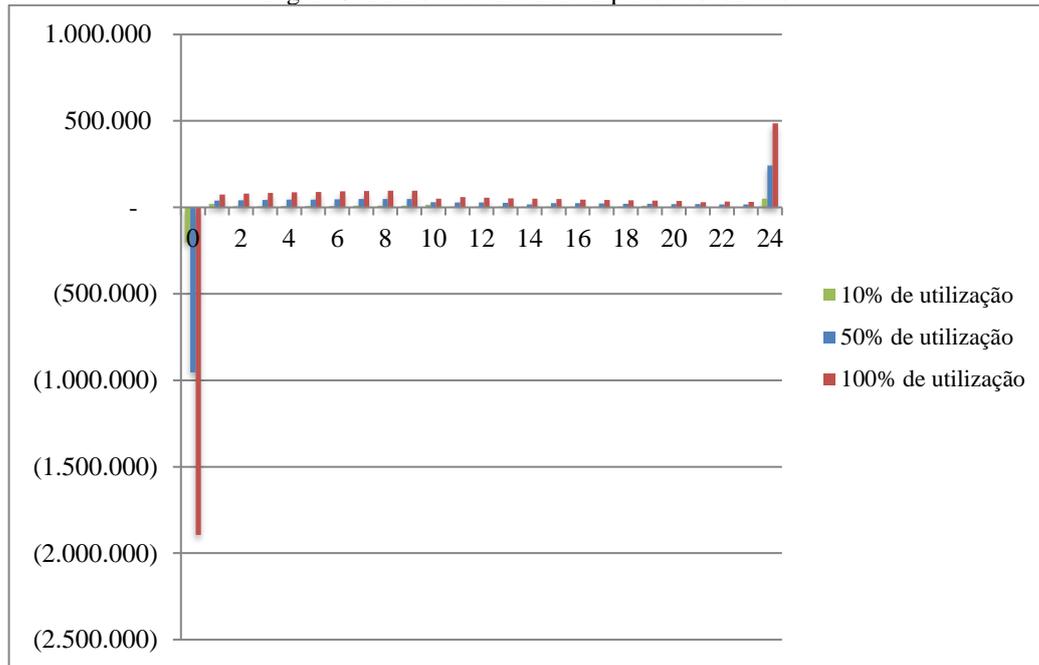
Ao aplicar todos os resultados apresentados nas Figuras 1 e 2 foi possível determinar o fluxo de caixa líquido acumulado (gráfico da esquerda da Figura 3) e o fluxo de caixa líquido descontado (gráfico da direita da Figura 3). Nos três cenários o payback será de 18 anos, período de tempo adequado em relação a outros grandes investimentos na indústria do Petróleo e Gás Natural. Após o período de payback (18 anos), em até 5 anos, portanto, quanto maior a taxa de utilização da usina, maior será o investimento inicial, mas, após o ano de payback, o fluxo de caixa líquido aumentará mais rapidamente quanto maior for a taxa de utilização.

Figura 3: Esquerda: Fluxo de de caixa líquido acumulado.



Fonte: produção própria

Figura 5: Fluxo de caixa livre líquido descontado.



Fonte: produção própria

A partir da metodologia aplicada no estudo e dos dados apresentados, os resultados indicam que os custos de desenvolvimento e produção de gás de folhelho da alternativa não convencional está por volta de 9,9 USD/MMBTU. Para garantir um retorno de 5% do investimento o preço do gás deve ser de USD 16,21 MMBTU; com payback de 24 anos, no cenário descontado e 18 anos no fluxo de caixa livre. Vale ressaltar que quanto maior a taxa de utilização adotada pela usina, maior será o crescimento do fluxo de caixa líquido.

Finalmente, ao comparar os custos normalizados por unidade energética (USD/MMBTU) deste estudo 9,9 e 16,21 (com taxa desconto de 5%) com dados publicados no Informe Mercado Internacional de GNL 2018/2019 da EPE e com custos do gás convencional praticados no Brasil ( que variam entre aproximadamente 4 e 10 USD/MMBTU em 2019) chega-se a conclusão de que o opção a partir da exploração de recursos não convencionais no Brasil está acima dos principais valores internacionais de importação de GNL tais como NBP,GNL Japão, Brent e Henry Hub, portanto a alternativa proposta é economicamente inviável para o abastecimento da UTE Uruguaiana conforme as premissas adotadas e a conjuntura internacional de preços observada.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conclui-se que o objetivo do trabalho foi alcançado, uma vez que foi apresentada numericamente e dentro da abrangência do estudo, a estimativa para o fornecimento de Gás Natural para a Usina Termelétrica de Uruguaiana a partir de recursos não convencionais. Expôs-se também dados suficientes para análises adicionais que podem ser feitas explorando mais a fundo todos os valores encontrados. Cabe também mencionar as limitações tais como: 1) A alta fluuabilidade do mercado de óleo e gás natural; 2) Acidentes e erros na perfuração dos poços; 3) Erros de prospecção; 4) Limitações contratuais do estado do Rio Grande do Sul; 5) Legislações e impecilios ambientais Nacionais, Estaduais e Municipais que podem existir ao realizar o desenvolvimento dos poços; 6) Custos de logística e transporte do Gás Natural até a usina. Ou seja, foi feito um estudo em condições ideais, que não refletem integralmente a realidade. Dessa forma, para definir um ação quanto à adoção ou não do sistema não convencional para o abastecimento de UTE de Uruguaiana, é necessário considerar a necessidade e o interesse do estado do Rio Grande do Sul em investir no projeto.

Por fim, é importante citar que a alternativa apresentada para o abastecimento da usina, é extremamente válida, em um cenário onde a mesma historicamente encontrou problemas em seu abastecimento por encerramento de contratos de importação de GNL e também a partir da informação de que a capacidade instalada representa 10% do consumo do Estado do Rio Grande do Sul em 2008. A ampliação do uso do gás natural como recurso de transição energética mundial para a descabornização apenas evidencia, a importância do Brasil como um país de escala continental, em começar, mesmo que em pequena escala, esse processo.

## AGRADECIMENTOS

Agradecemos o apoio do Projeto Gasbras Rede de P&D Finep 01.14.0215.00, através da concessão de bolsas de pesquisa. Agradecemos o apoio do RCGI – Research Centre for Gas Innovation, localizado na Universidade de São Paulo (USP) e financiado pela FAPESP – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (2014/50279-4) e Shell Brasil, e a importância estratégica do apoio dado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) através do incentivo regulatório associado ao investimento de recursos oriundos das Cláusulas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação. Agradecemos o apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas na Cláusula de P,D&I da Resolução ANP nº 50/2015 (PRH 33.1 - Referente ao EDITAL Nº1/2018/PRH-ANP; Convênio FINEP/FUSP/USP Ref. 0443/19).

## REFERÊNCIAS

AES URUGUAIANA EMPREENDIMENTOS S. RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2017. [S. l.], p. 1–6, 2017.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Apesar de crescimento em novembro, geração térmica ainda recua no acumulado de 2020.**

Disponível em:  
<[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE\\_661089&\\_adf.ctrl-state=z3l2tc7er\\_14&\\_afLoop=76963543702280#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE\\_661089%26\\_afLoop%3D76963543702280%26\\_adf.ctrl-state%3Dz3l2tc7er\\_18](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_661089&_adf.ctrl-state=z3l2tc7er_14&_afLoop=76963543702280#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_661089%26_afLoop%3D76963543702280%26_adf.ctrl-state%3Dz3l2tc7er_18)>.

CHAMBRIARD, Magda; CUNHA, Paulo. O desenho do novo Folheador. [S. l.], p. 15, 2020. Disponível em:

<http://www.linguateca.pt/Equipa/Hernani/HernaniCostarelFolheador.pdf>.

COMÉRCIO, Jornal Do. **Economia - Termelétrica AES Uruguaiiana é vendida para grupo argentino**, 2020. Disponível em:

[https://www.jornaldocomercio.com/\\_conteudo/economia/2020/09/755237-termeletrica-aes-uruguaiiana-e-vendida-para-grupo-argentino.html](https://www.jornaldocomercio.com/_conteudo/economia/2020/09/755237-termeletrica-aes-uruguaiiana-e-vendida-para-grupo-argentino.html).

COSTA, H. K. M., MUSARRA, R. M. L. M. Principais aspectos do licenciamento ambiental para captura e estocagem de dióxido de carbono no Brasil. *Brazilian Journal of Development*, Curitiba, v.7, n.3, p. 29468-29488 mar 2021.

DUTRA, JOISA; AMORIM, Livia; DANILOW, Rodolfo; TIMPONI, Gustavo; LIMA, Clarissa Emanuela Leão. Geração Termelétrica a Gás Natural: Comprovação de Disponibilidade de Combustível. *FGV CERI - Policy Papers*, [S. l.], p. 1–77, 2017.

ENERGIA, Ministério de Minas e; SECRETARIA DE PETRÓLEO, Gás Natural e Combustíveis Renováveis; NATURAL, Departamento de Gás. **BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL**. [S. l.], 2016.

GOMES, Ieda. Novo Mercado e impactos nos preços de gás natural. **O novo mercado de gás natural: opiniões de especialistas, perspectivas e desafios para o Brasil**, [S. l.], p. 49–54, 2019. Disponível em:  
[https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno\\_opiniao\\_-\\_agosto\\_-\\_web\\_versao\\_final.pdf](https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_opiniao_-_agosto_-_web_versao_final.pdf).

IPCC (2014). *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, eds O. R. Edenhofer, Y. Pichs-Madruga, E. Sokona, S. Farahani, K. Kadner, A. Seyboth, et al. Cambridge: Cambridge University Press.

KUHN M, UMBACH F. Strategic perspective of unconventional gas: a game changer with implication for the EU's energy security. EUCERS strategy paper. King's College London 2011;1(1).

KUUSKRAA, Vello A.; STEVENS, Scott H.; MOODHE, Keith. Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. **Washington: Independent Statistics & Analysis and US Department of Energy, [S. l.], n. June, 2013.**

LAWSON, André; PEREIRA, Guilherme. Termelétricas E Seu Papel. [S. l.], 2017.

MADANI HS, HOLDITCH S. A methodology to determine both the technically recoverable reFonte and the economically recoverable reFonte in an unconventional gas play; 2011. SPE141368.

MARCOVICI, Fred. **Central Térmica de Uruguaiana volta a gerar energia**, 2021.

MITTLER R, BLUMWALD E. Genetic engineering for modern agriculture: challenges and perspectives. *Annu Rev Plant Biol.* 2010;61:443-62. doi: 10.1146/annurev-arplant-042809-112116. PMID: 20192746.

MME. Boletim Mensal de acompanhamento da indústria do Gás Natural. 2016. Disponível em:

<<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>>

RICCOMINI, Claudio; MOURA, Thaís Tevisani; SANT'ANNA, Lucy Gomes; TASSINARI, Colombo Celso Gaeta; TAIOLI, Fábio. 28 Caderno\_Desenvolvimento\_Da\_Exploracao\_De\_Recursos\_Nao-Convencionais\_No\_Brasil. [S. l.], 2021.

ROCHA, Haline. Estudo Geológico Do Potencial De Exploração E Produção De Gás Natural Não Convencional Na Bacia Do Paraná: Avaliação Da Viabilidade No Abastecimento Da Usina Termoelétrica De Uruguaiana (Rs). [S. l.], p. 191, 2016.

SANTOS, R. M. D. Alternativas de monetização de recursos de gás natural em terra: o caso da Bacia do Paraná. / Ricardo Moreira dos Santos. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE. XIII: 163 p. 2015.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear.** [s.l: s.n.].

WEIJERMARS, R. Economic appraisal of shale gas plays in Continental Europe. *Applied Energy*, v. 106, p. 100-115, Jun 2013. ISSN 0306-2619.

ZOBACK, M., & KOHLI, A. (2019). *Unconventional Reservoir Geomechanics: Shale Gas, Tight Oil, and Induced Seismicity*. Cambridge: Cambridge University Press. doi:10.1017/9781316091869

PAIVA, J.W. Condicionamento e Processamento de Gás Natural. Apostila do Curso de Especialização latu sensu em Tecnologia do Gás Natural. Centro de Tecnologia do Gás (CTGÁS). Universidade Potiguar (UNP), 2000

BĂLĂNESCU, D. T., HOMUTESCU, V.M. Performance analysis of a gas turbine combined cycle power plant with waste heat recovery in Organic Rankine Cycle. *Procedia Manufacturing*, v. 32, pp. 520–528. 2019.

IEMA - Instituto de Energia e Meio Ambiente. *Evolução das emissões de gases de efeito estufa no Brasil (1970-2013): Setor de energia e processos industriais / Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA)*. – São Paulo: Observatório do Clima, 2016. 64 p