



CADERNO OPINIÃO

BRASIL, BOLÍVIA E ARGENTINA: GÁS NATURAL, MERCADOS E ACESSOS

AUTORA

Fernanda Moraes

abril.2019

SOBRE A FGV ENERGIA

A FGV Energia é o centro de estudos dedicado à área de energia da Fundação Getúlio Vargas, criado com o objetivo de posicionar a FGV como protagonista na pesquisa e discussão sobre política pública em energia no país. O centro busca formular estudos, políticas e diretrizes de energia, e estabelecer parcerias para auxiliar empresas e governo nas tomadas de decisão.

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

SUPERINTENDENTE DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS E RESPONSABILIDADE SOCIAL

Luiz Roberto Bezerra

SUPERINTENDENTE COMERCIAL

Simone C. Lecques de Magalhães

ANALISTA DE NEGÓCIOS

Raquel Dias de Oliveira

ASSISTENTE ADMINISTRATIVA

Ana Paula Raymundo da Silva

SUPERINTENDENTE DE ENSINO E P&D

Felipe Gonçalves

COORDENADORA DE PESQUISA

Fernanda Delgado

PESQUISADORES

Angélica Marcia dos Santos
Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes
Daniel Tavares Lamassa
Fernanda de Freitas Moraes
Glaucia Fernandes
Guilherme Armando de Almeida Pereira
Mariana Weiss de Abreu
Pedro Henrique Gonçalves Neves
Priscila Martins Alves Carneiro
Tamar Roitman
Tatiana de Fátima Bruce da Silva Thiago
Gomes Toledo
Vanderlei Affonso Martins

CONSULTORES ESPECIAIS

Ieda Gomes Yell
Magda Chambriard
Milas Evangelista de Souza
Nelson Narciso Filho
Paulo César Fernandes da Cunha



OPINIÃO

BRASIL, BOLÍVIA E ARGENTINA: GÁS NATURAL, MERCADOS E ACESSOS

Fernanda Moraes

O setor de gás natural experimentou forte expansão nos últimos anos. Entretanto, o seu desenvolvimento no Brasil ocorreu em um contexto de escassez de recursos e dificuldades regulatórias. A difusão do energético no país se alavancou a partir do gasoduto entre o Brasil e a Bolívia. A Bolívia é o maior exportador de gás natural na América do Sul, tendo o Brasil como seu maior comprador e a Argentina como o segundo.

O gasoduto Brasil – Bolívia (GASBOL) começou sua operação em 1999, após contrato firmado três anos antes entre a Petrobras e a *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* (YPFB), com participação do Ministério de Energia e Hidrocarbonetos da Bolívia, em La Paz. Desde então, o Brasil passou a importar volumes crescentes deste hidrocarboneto da Bolívia, não só pelo GASBOL, mas também pelo Gasoduto Lateral Cuiabá, que teve operação iniciada em 2001. O gasoduto Brasil-Bolívia foi financiado pela Petrobras, que assumiu o volume, como carregador, de 30 MMm³/dia, por meio do regime de *take-or-pay*¹, com pagamento de 80% do volume contratado. A importação de gás natural via GASBOL viabilizou o atendimento da demanda crescente e fez com que a participação do gás natural na matriz energética brasileira passasse de 3% em 1999 para 13% em 2018 (ANP, 2019).

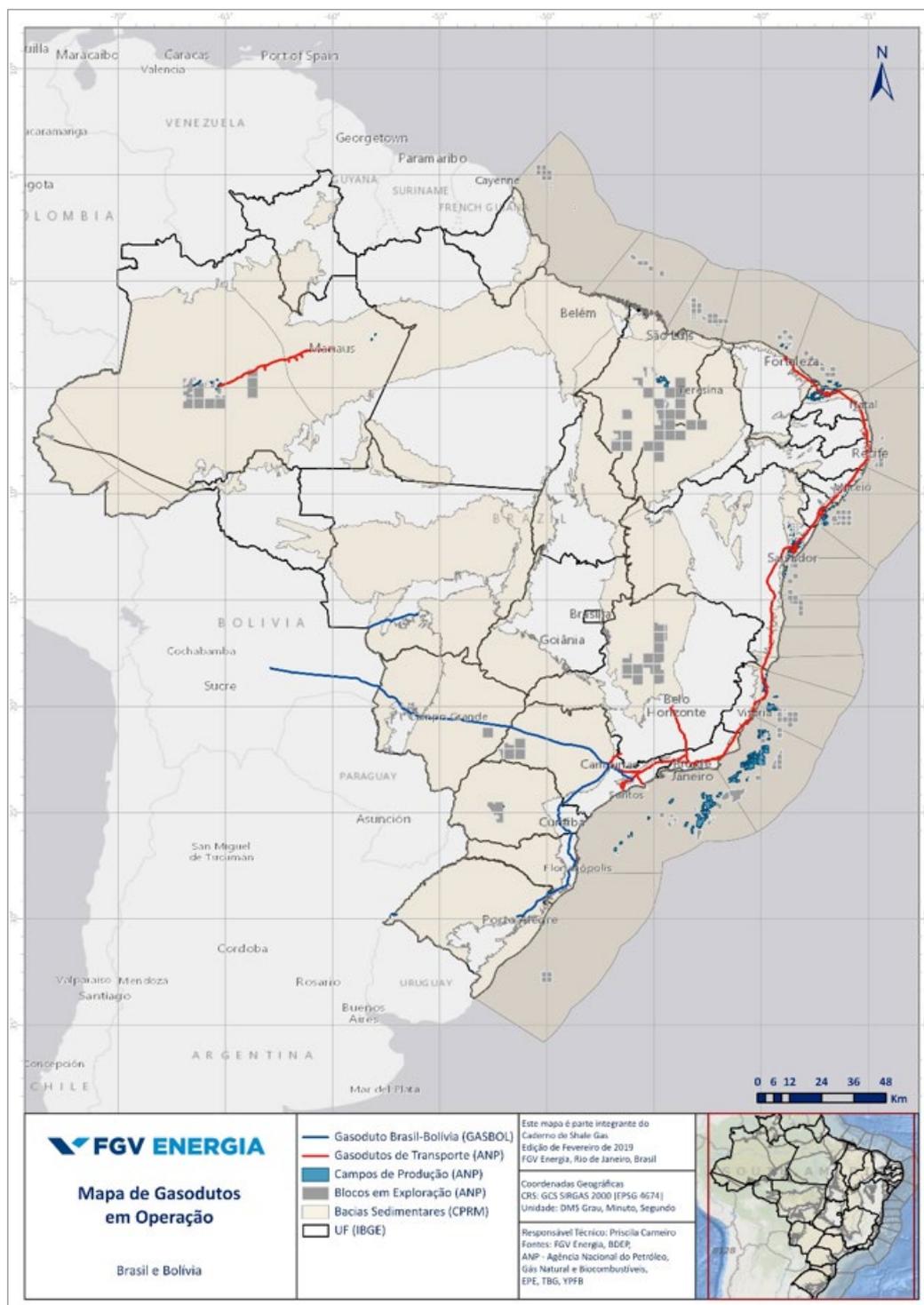
O duto do GASBOL tem 3.150 quilômetros de extensão, sendo 557 quilômetros no território boliviano e

¹ Contratos *take-or-pay* são acordos entre um comprador e um vendedor que obrigam o comprador a pagar, independentemente de haver ou não a entrega do bem ou serviço por parte do vendedor. Geralmente, esta obrigação de pagar não envolve o pagamento do valor total devido para o produto, e protege o vendedor no caso em que o comprador se recusa a aceitar o bem ou serviço quando no momento da entrega.

2.593 quilômetros no Brasil (Figura 1). O acordo foi um gasoduto de 32 polegadas de diâmetro no trecho de Rio Grande até Campinas (SP), onde se divide em dois ramais de 24 polegadas. O primeiro trecho vai até Guararema (SP) e se conecta ao sistema de gasodutos

existente na Região Sudeste e o segundo segue até Araucária (PR). De Araucária (PR) a Porto Alegre (RS), o diâmetro do duto se reduz para 16 polegadas. Em 2000, o volume de importação de gás natural contratado subiu de 17 MMm³/dia para 30 MMm³/dia.

Figura 1: Mapa de gasodutos em operação no Brasil



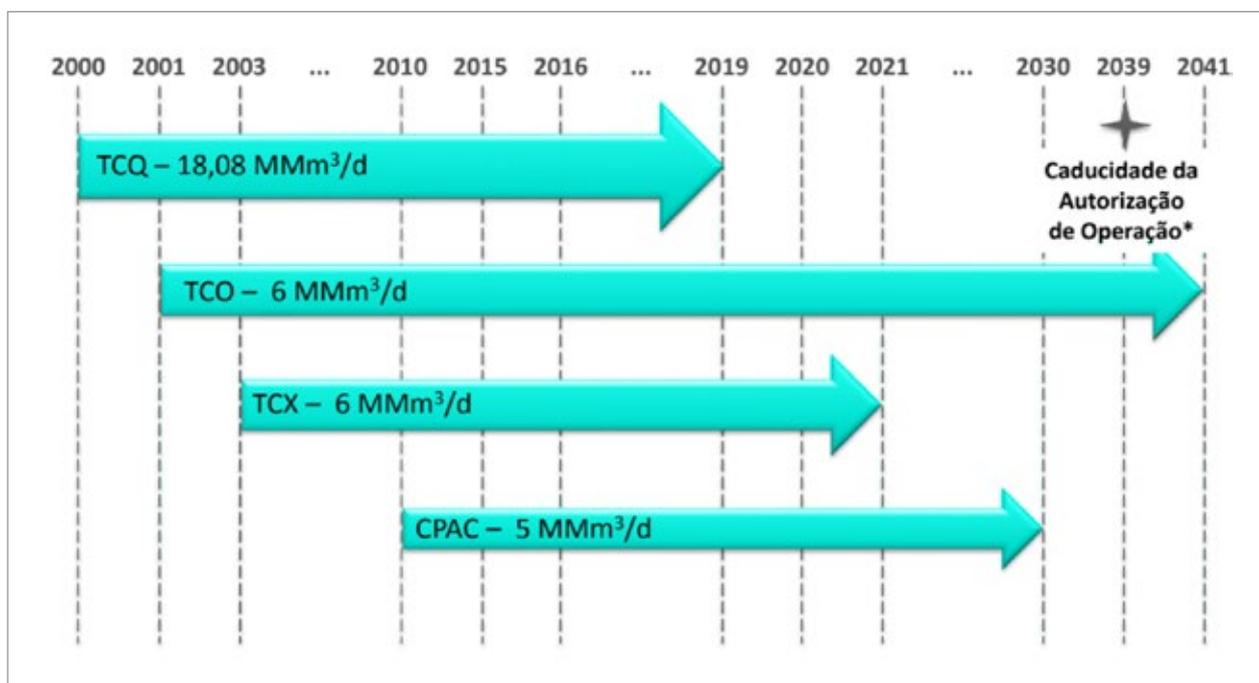
Fonte: FGV Energia (2019)

A operadora do gasoduto na Bolívia é a Gas Transboliviano S.A. (GTB) e a responsável pelo gás boliviano no Brasil é a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG). Esta detém autorização para atuar como transportadora até março de 2039, sendo prorrogável por mais 30 anos.

Foram fechados quatro contratos de transporte de gás natural com a TBG (Figura 2). Os acordos vigentes são:

- Transportation Capacity Quantity (TCQ) é um contrato firme de transporte de gás natural do tipo take-or-pay, que inicialmente forneceria 8 MMm³/dia até atingir 18,08 MMm³/dia no oitavo ano e permaneceria nesse patamar até o vigésimo ano. O prazo de vigência vence em 31 de dezembro de 2019, podendo ser prorrogado por mais um ano (ANP, 2019).
- Transportation Capacity Option (TCO) tem o objetivo de aumentar a capacidade de transporte em até 6 MMm³/dia de gás acima das quantidades contratuais mediante a compra antecipada. A negociação do TCO envolveu também Eletrobras e BNDES, sendo acordado que este volume adicional seria fornecido a usinas térmicas no Mato Grosso do Sul (2 MMm³/dia) e São Paulo (4 MMm³/dia) (Passos, 2003). Este contrato está vigente até 2041.
- Transportation Capacity Extra (TCX) foi assinado para ter capacidade acima dos volumes dos contratos TCQ e TCO. Inicialmente, este projeto não estava previsto. Porém, com a necessidade crescente de gás natural, a Petrobras fechou mais um contrato de 6 MMm³/dia até 2021.
- Contrato de transporte resultante do Concurso Público de Alocação da Capacidade (CPAC 2007) é uma capacidade adicional contratada no volume de 5,2 MMm³/dia no trecho sul, entre Paulínia e Araucária, com prazo vigente até 2030.

Figura 2: Contratos de transporte vigentes com a TBG



Fonte: ANP (2019)

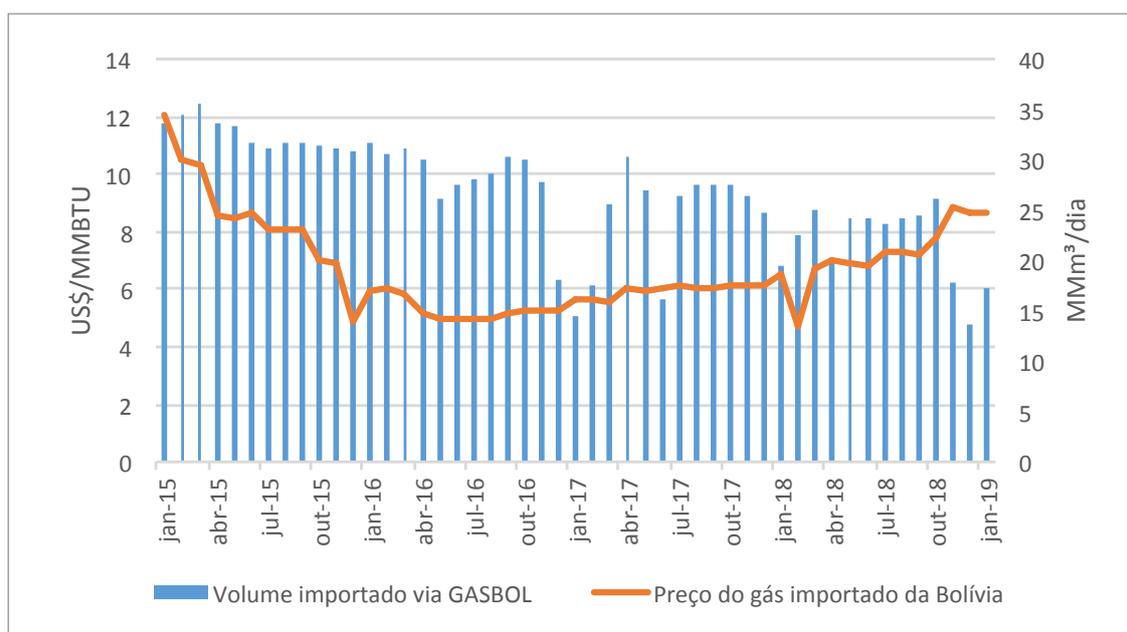
A Lei 11.909/2009 determina que a contratação de capacidade firme de transporte de gás natural ocorra mediante processo de chamada pública. Diante da proximidade de vencimento do contrato TCQ, foi aberta a chamada pública para a renovação do contrato de suprimento de gás natural do GASBOL, assim como algumas alterações de funcionamento no contrato, em consonância com as propostas do programa Gás para Crescer. Com a chamada pública há possibilidades de entrada de novos fornecedores, o que favorece a abertura de mercado de gás natural no Brasil.

Pelo lado da oferta, em agosto de 2018, o YPFB divulgou que as reservas provadas de gás natural da Bolívia são de 10,7 trilhões de pés cúbicos (TCF),

mostrando um leve crescimento em relação a 2013, última certificação realizada. Porém, em 2018, a Bolívia não entregou a totalidade do volume de gás natural solicitado pela Petrobras.

O volume médio de gás natural importado foi de 22 MMm³/dia em 2018 (Figura 3). Como o volume entregue foi menor do que o pago pela Petrobras, de 24 MMm³/dia, pelo contrato de *take-or-pay*, a Bolívia recebeu uma multa pelo não cumprimento de acordo. Dessa forma, o Brasil poderá retirar esse volume até 2023. A Figura 3 mostra a variação do volume importado desde 2015. Além disso, pode-se analisar o preço pago pelo gás natural no Brasil. O preço médio do gás via gasoduto Brasil-Bolívia, em 2018, foi de 7,32 US\$/MMBTU.

Figura 3: Preço do gás da Bolívia e volume importado via GASBOL



Fonte: MME (2019)

A YPFB admitiu uma queda na produção de gás natural, motivada pelo declínio da produção do campo de San Alberto, um dos principais do país e um dos campos que provê o gás que abastece as importações brasileiras. Em 2013, a produção do campo de San Alberto era de 11 MMm³/dia, que contrasta com junho de 2018, quando a produção caiu para 4 MMm³/dia. De acordo com o vice-presidente boliviano, além do declínio de San Alberto, problemas de perda no transporte ou na compressão do gás e a volatilidade da demanda têm dificultado a entrega do gás ao mercado brasileiro.

O cenário para a renovação do contrato entre Brasil e Bolívia está sendo discutido entre as partes e impõe desafios à Bolívia, uma vez que o país precisa atrair investimentos externos para incrementar seu esforço exploratório, produzir e incorporar novas reservas de gás que deem sustentação ao novo contrato.

De acordo com a Brasil Energia (2019), a estatal YPFB pretende perfurar mais 26 poços em 2019. A expectativa é que as reservas de gás do país sejam duplicadas até 2025, passando de 10,7 TCF para 20 TCF. Assim, o mercado interno boliviano poderia ser abastecido por pelo menos mais 30 anos.

A Bolívia também mantém um intenso comércio de gás natural com a Argentina, que data da década de 1960, quando foi construído o primeiro gasoduto do cone-sul. Contudo, a privatização e a liberalização da indústria de gás argentino na década de 1990 atraiu muitos investidores para o setor de *upstream*, resultando em um aumento da produção de gás natural. Por essa razão, a Argentina optou por não renovar o contrato com a Bolívia. Nessa época, a Bolívia exportava em média 6 MMm³/dia à Argentina (CNI, 2016).

Todavia, com a crise econômica na Argentina, em 2001, o cenário modificou. Os preços do gás foram congelados em patamares extremamente baixos enquanto o preço no mercado internacional disparou. A principal consequência deste congelamento foi a redução drástica de investimentos em exploração. Tendo em vista o contexto apresentado, a Argentina negociou com a Bolívia a retomada das importações. De acordo com a CNI (2016), em 2004 houve dois contratos temporários, com importações de cerca de 4 MMm³/dia e 6,5 MMm³/dia. Em 2006, a Argentina e a Bolívia fizeram um contrato de longo prazo, até 2026. Com a dificuldade enfrentada pela Bolívia de honrar a entrega de gás, foi feita uma renegociação para a redução dos volumes entregues durante o período do verão. O volume desde 2015 é de 21 MMm³/dia e aumentará para 27,7 MMm³/dia em 2020.

Enquanto o Brasil enfrenta obstáculos na abertura do mercado, a Argentina tem obtido avanços na modernização do setor. As ações para a abertura do mercado argentino foram leilões de compra de gás natural para suprimento de termelétricas e licitação para ampliação da rede de gasodutos. Um dos fatores que diferencia o mercado de gás natural argentino do brasileiro é o livre acesso à infraestrutura no país vizinho, que já é uma realidade. Além disso, os contratos de acesso na Argentina são de curto prazo, variando de um a três anos, deixando as operações de compra e venda de gás mais dinâmicas. Outro diferencial é a quantidade de fornecedores na Argentina, enquanto no Brasil 75% da produção é realizada pela Petrobras.

A Argentina está investindo para viabilizar suas reservas de gás natural em Vaca Muerta, e para isso há um projeto de construção de um gasoduto de 1,2 quilômetros conectando a região a Buenos

Aires. Os contratos de construção do gasoduto estão orçados no valor de US\$ 1,8 bilhão e poderão ser anunciados até setembro de 2019. O gasoduto será dividido em duas etapas que juntas podem movimentar até 40 MMm³/dia, com mais da metade do fluxo advindo de Vaca Muerta.

O gás vindo de Neuquém, bacia onde se localiza a área de Vaca Muerta, é proveniente do *shale gas*. O gás não convencional é extraído a partir de duas tecnologias de produção em conjunto: fraturamento hidráulico e perfuração direcional. Com a produção de Vaca Muerta, a Argentina pretende reduzir sua dependência do gás importado da Bolívia e exportar o excedente. A Argentina está

entre os quatro países que mais produzem volumes comerciais de *tight gas/oil* e *shale gas*.

As expectativas de renegociação de contrato da Bolívia com a Argentina e o Brasil são grandes, mas com motivações distintas. Em uma audiência pública ocorrida em abril de 2019 sobre a chamada pública para contratação de gás natural, a ANP recebeu 41 contribuições de mais de 10 empresas, mostrando grande interesse no gás importado e a possibilidade da abertura do mercado no Brasil. Contudo, as renegociações dependerão da demanda e da oferta boliviana. Além disso, para renovar os contratos com os países importadores, a Bolívia deve garantir reservas adicionais, intensificando seu esforço exploratório.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Realizada audiência pública sobre chamada pública para o Gasbol. 2019. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/noticias/5132-realizada-audiencia-publica-sobre-chamada-publica-para-o-gasbol>>. Acesso em: 12 de abril de 2019.

Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Chamada Pública da TBG – Contratação Da Capacidade De Transporte Após Término Do Contrato De Transporte TCQ. 2017. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/palestra/4183-chamada-publica-da-tbg-contratacao-da-capacidade-de-transporte-apos-termino-do-contrato-de-transporte-tcq>>. Acesso em: 12 de abril de 2019.

BRASIL ENERGIA. Bolívia admite declínio de produção de gás em San Alberto. 2019. Disponível em: <<https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/bolivia-admite-declinio-de-producao-de-gas-em-san-alberto/>>. Acesso em: 10 de abril de 2019.

CNI. Reestruturação do setor de gás natural: Uma Agenda Regulatória. Brasília. 2016.

HINOJOSA, J. Producción en megacampo San Alberto se reduce a la tercera parte. Los Tiempos. 2018. Disponível em: <<http://www.lostiempos.com/actualidad/economia/20180727/produccion-megacampo-san-alberto-se-reduce-tercera-parte>>. Acesso em: 12 de abril de 2019.

PASSOS, M. F. S. A. Gasoduto Bolívia-Brasil. Economia & Energia. 2003. Disponível em: <<http://www.ecen.com/eee10/gasp.htm>>. Acesso em: 12 de abril de 2019.

YPFB. Sproule certifica reserva de 10,7 TCF de gas y garantiza abastecimiento para 14 años. 2018. Disponível em: <<https://www.ypfb.gob.bo/es/14-noticias/946-sproule-certifica-reserva-de-10,-7-tcf-de-gas-y-garantiza-abastecimiento-para-14-a%C3%B1os.html>>. Acesso em: 12 de abril de 2019.



Fernanda Moraes é mestranda em Engenharia de Produção pela COPPE/UFRJ com ênfase em Engenharia de Decisão e Gestão e pesquisadora pela COPPETEC na área de descomissionamento subsea e métodos multicritérios. Graduada em Engenharia de Petróleo pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Foi estagiária na Agência Nacional de Petróleo, Gás natural e Biocombustível (ANP) na superintendência de Participações Governamentais e participou do Laboratório de Gestão Ambiental (UFF). Como pesquisadora da FGV Energia, atua na área de óleo e gás.



fgv.br/energia

