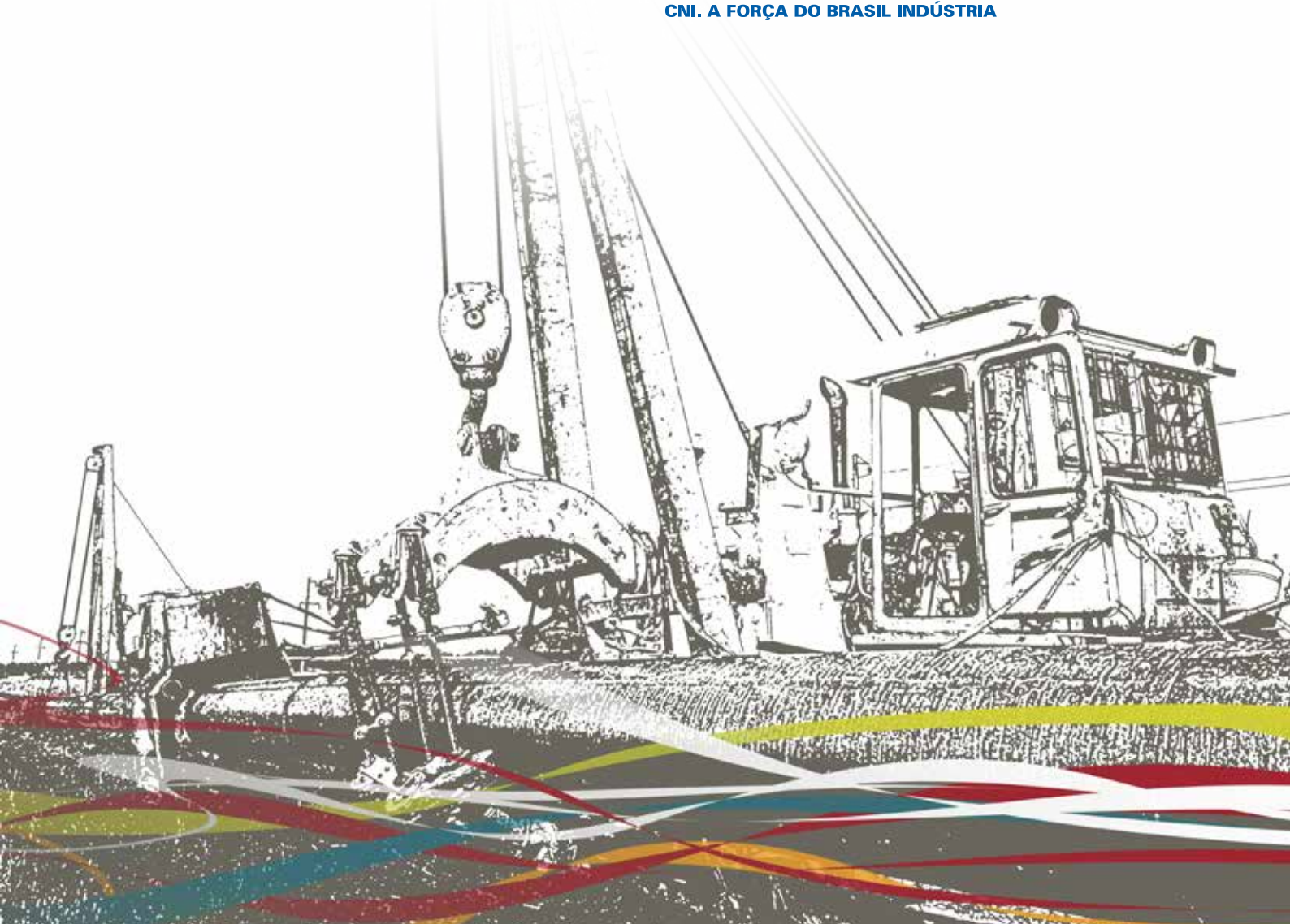




Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA



REESTRUTURAÇÃO DO SETOR DE GÁS NATURAL: UMA AGENDA REGULATÓRIA

Brasília
2016

**REESTRUTURAÇÃO DO SETOR DE GÁS NATURAL:
UMA AGENDA REGULATÓRIA**

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

Robson Braga de Andrade

Presidente

Diretoria de Desenvolvimento Industrial

Carlos Eduardo Abijaodi

Diretor

Diretoria de Comunicação

Carlos Alberto Barreiros

Diretor

Diretoria de Educação e Tecnologia

Rafael Esmeraldo Lucchesi Ramacciotti

Diretor

Julio Sergio de Maya Pedrosa Moreira

Diretor Adjunto

Diretoria de Políticas e Estratégia

José Augusto Coelho Fernandes

Diretor

Diretoria de Relações Institucionais

Mônica Messenberg Guimarães

Diretora

Diretoria de Serviços Corporativos

Fernando Augusto Trivellato

Diretor

Diretoria Jurídica

Hélio José Ferreira Rocha

Diretor

Diretoria CNI/SP

Carlos Alberto Pires

Diretor

Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE

Luciano Pacheco

Presidente interino

Cláudia Zanchi Piunti

Presidente do Conselho diretor

Gustavo Checcucci

Vice-Presidente do Conselho diretor



REESTRUTURAÇÃO DO SETOR DE GÁS NATURAL: UMA AGENDA REGULATÓRIA

© 2016. CNI – Confederação Nacional da Indústria.

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

CNI

Gerência Executiva de Infraestrutura - GEINFRA

FICHA CATALOGRÁFICA

C748g

Confederação Nacional da Indústria.
Reestruturação do setor de gás natural : uma agenda regulatória /
Confederação Nacional da Indústria. – Brasília : CNI, 2016.
125 p. : il.

1. Gás Natural. 2. Mercado de Gás. I. Título.

CDU: 665.6/.7

CNI

Confederação Nacional da Indústria
Setor Bancário Norte
Quadra 1 – Bloco C
Edifício Roberto Simonsen
70040-903 – Brasília – DF
Tel.: (61) 3317- 9000
Fax: (61) 3317- 9994
<http://www.cni.org.br>

Serviço de Atendimento ao Cliente – SAC
Tels.: (61) 3317-9989 / 3317-9992
sac@cni.org.br

ABRACE

Associação Brasileira de Grandes
Consumidores Industriais de Energia e de
Consumidores Livres
Setor Bancário Norte Quadra 1 – Bloco B nº
14, salas 701/702 Edifício CNC
70041-902 – Brasília – DF
Tel: (61) 3878-3500
abrace@abrace.org.br

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

bmc - bilhões de metros cúbicos

m³/d - metros cúbicos por dia

b/d - barris por dia

boe - barril de óleo equivalente

boe/d - barril de óleo equivalente por dia

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CMO - custo marginal de operação

ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

LDC - Local Distribution Companies

MMBtu - Milhões de British Thermal Units

MMm³/d - Milhões de metros cúbicos por dia

MME - Ministério das Minas e Energia

MMb/d - Milhões de barris por dia

MMm³/dia - Milhões de metros cúbicos por dia

PEMAT - Plano de Expansão da Malha Dutoviária

PLD - Preço de Liquidação de Diferenças

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Escopo de Atuação dos Agentes do Governo na Indústria de Gás Natural	32
Figura 2 - Mapa das rotas de escoamento de gás natural do Pré-Sal	41
Figura 3 - Estrutura Atual da Indústria de Gás Natural	91
Figura 4 - Livre acesso nos Gasodutos da Malha Sudeste	93
Figura 5 - Livre acesso nos Gasodutos Gasbol e Gasene	94
Figura 6 - Livre acesso nos Gasodutos Gasbol e Gasene	94
Figura 7 - Imposto sobre a cadeia produtiva do gás natural.....	100

LISTAS DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Evolução da Produção de Gás Natural no Brasil.....	24
Gráfico 2 - Evolução da Oferta de Gás Natural no Brasil.....	26
Gráfico 3 - Evolução da Demanda de Gás Natural no Brasil.....	27
Gráfico 4 - Evolução da produção de petróleo e gás - Pré-Sal x Pós-Sal.....	38
Gráfico 5 - Produção vs. reinjeção de gás natural no Cluster de Santos.....	39
Gráfico 6 - Cenários de produção Bruta de Gás no Pré-Sal.....	47
Gráfico 7 - Cenários de produção líquida de gás no Pré-Sal	48
Gráfico 8 - Cenários de produção bruta de gás natural no Brasil	48
Gráfico 9 - Cenários de produção líquida de gás natural no Brasil.....	49
Gráfico 10 - Produção disponível de gás natural – Cenário Base	49
Gráfico 11 - Produção disponível de gás natural – Cenário Conservador	50
Gráfico 12 - Produção disponível de gás natural – Cenário Otimista.....	50
Gráfico 13 - Cenários de oferta nacional de gás ao mercado	51
Gráfico 14 - Produção bruta potencial nacional de gás natural convencional (PDE 2024).....	52
Gráfico 15 - Produção bruta potencial nacional de gás natural, convencional e não convencional (PDE 2024)	52
Gráfico 16 - Produção líquida potencial nacional de gás natural convencional – PDE 2024 (MMm ³ /d)	53
Gráfico 17 - Projeção da Demanda de Gás (PDE 2024).....	56
Gráfico 18 - Balanço Oferta Nacional vs. Demanda - Cenário Base	57
Gráfico 19 - Balanço Oferta Nacional vs. Demanda - Cenário Conservador	58
Gráfico 20 - Balanço Oferta Nacional vs. Demanda - Cenário Otimista	58
Gráfico 21 - Importação Máxima de Gás Natural (Média Anual) (em função do cenário de oferta).....	59

Gráfico 22 - Bolívia: Evolução das Reservas Provadas entre 1996 e 2006	64
Gráfico 23 - Evolução dos Investimentos em E&P na Bolívia.....	69
Gráfico 24 - Evolução das Reservas Provadas de Gás na Bolívia	71
Gráfico 25 - Evolução da produção de Gás na Bolívia	72
Gráfico 26 - Campos de Produção de Gás Natural na Bolívia	73
Gráfico 27 - Curva de Produção de Gás Natural na Bolívia.....	74
Gráfico 28 - Projeção do Consumo Interno na Bolívia.....	81
Gráfico 29 - Projeção da Demanda Potencial Total na Bolívia.....	82
Gráfico 30 - Balanço de Oferta e Demanda na Bolívia: Cenário de Demanda Restringida	83
Gráfico 31 - Balanço de Oferta e Demanda na Bolívia: Cenário de Demanda Acelerada	84
Gráfico 32 - Curva de Oferta Adicional Necessária para Atender a Demanda Interna, Argentina e o Brasil	85
Gráfico 33 - Investimento Adicional Necessário para Atender as Curvas de Produção da Bolívia	87
Gráfico 34 - Produção de Gás Por Concessionário (exceto Petrobras) - 2014.....	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Premissas dos cenários de produção do Pré-Sal.....	44
Tabela 2 - Premissas dos cenários de produção do Pós-sal.....	46
Tabela 3 - Rotas de escoamento de gás natural do Pré-Sal.....	47
Tabela 4 - Condições do Contrato de Exportação de Gás Boliviano à Argentina.....	77

SUMÁRIO

RESUMO EXECUTIVO	13
1 CONTEXTUALIZAÇÃO E OBJETIVO DO TRABALHO	21
2 PANORAMA DA INDÚSTRIA DE GÁS NO BRASIL.....	23
2.1 EVOLUÇÃO DA OFERTA E DA DEMANDA DE GÁS.....	23
2.2 EVOLUÇÃO INSTITUCIONAL DO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS.....	27
2.3 A NOVA LEI DO GÁS NATURAL - LEI N. 11.909 DE 2009.....	30
2.3.1 Mudanças Institucionais.....	31
2.3.2 Mudanças Regulatórias.....	33
3 OFERTA FUTURA DE GÁS DOMÉSTICO.....	37
3.1 OS VETORES DE DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO FUTURA DE GÁS.....	37
3.1.1 O Pré-Sal.....	37
3.1.2 O Gás em Terra.....	41
3.2 METODOLOGIA PARA PROJEÇÃO DA PRODUÇÃO DE GÁS.....	42
3.2.1 Metodologia para o Pré-Sal de Santos.....	43
3.2.2 Metodologia para o Pós-sal (inclui o Pré-Sal de Campos).....	44
3.3 PROJEÇÕES DE PRODUÇÃO DOMÉSTICA.....	46
4 O BALANÇO ENTRE OFERTA E DEMANDA NO BRASIL.....	55
5 OFERTA FUTURA DE GÁS BOLIVIANO.....	61
5.1 EVOLUÇÃO RECENTE DA REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL BOLIVIANA.....	62
5.1.1 1996 a 2006: Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural na Bolívia.....	63
5.1.2 Crise Política e Nacionalização do Gás.....	64
5.1.3 Reformas Recentes na Bolívia.....	66
5.2 EVOLUÇÃO RECENTE E TENDÊNCIAS DA OFERTA DE GÁS BOLIVIANA.....	68
5.2.1 Produção Recente e suas Tendências.....	71

5.3	DEMANDA DE GÁS NATURAL NA BOLÍVIA.....	74
5.3.1	Contratos de Exportação de Gás para o Brasil	74
5.3.2	Contratos de Exportação de Gás para a Argentina.....	76
5.4	PERSPECTIVAS PARA O BALANÇO DE OFERTA E DEMANDA DE GÁS BOLIVIANO	78
5.5	NECESSIDADE DE INVESTIMENTO PARA GARANTIR A OFERTA PARA O BRASIL.....	85
6	AGENDA PARA PROMOÇÃO DOS INVESTIMENTOS NUM CONTEXTO COMPETITIVO	89
6.1	OBSTÁCULOS ATUAIS PARA OS NOVOS FORNECEDORES.....	90
6.1.1	Barreiras para Utilização da Infraestrutura de Transporte por Novos Ofertantes	93
6.1.2	Barreiras Comerciais para Novos Ofertantes.....	96
6.1.3	Barreiras Tributárias para Novos Produtores.....	99
6.2	AGENDA DE REFORMAS PARA PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA	101
6.2.1	Medidas para Promover a Reestruturação da Indústria de Gás	101
6.2.2	Regulação do Acesso à Infraestrutura de Escoamento, Tratamento e Regaseificação	103
6.2.3	Regulação do Transporte	103
6.2.4	Flexibilização da Oferta e Demanda de Gás Natural	107
6.2.5	Política de Compra das Distribuidoras e Térmicas no Brasil	108
6.3	AGENDA PARA PROMOÇÃO DE INVESTIMENTOS NA PRODUÇÃO DOMÉSTICA DE GÁS.....	110
	REFERÊNCIAS.....	116
	APÊNDICE A – ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE GÁS NA BOLÍVIA POR CAMPO.....	120

RESUMO EXECUTIVO

A Petrobras passa por uma grande reestruturação, para enfrentar uma grave crise econômica financeira, associada ao forte endividamento, num contexto de baixos preços de petróleo. O Plano de Negócios e Gestão 2015 prevê uma redução significativa de investimentos e venda de ativos, num valor de 57 bilhões de dólares. O segmento de gás natural é um dos focos da política de venda de ativos e redução de investimentos da empresa. Tendo em vista que, até o presente momento, a Petrobras foi a grande responsável pela oferta de gás natural no país, é fundamental avaliar as consequências da reestruturação da estatal sobre o setor, bem como os desafios e oportunidades para o crescimento da indústria de gás natural, no Brasil, neste novo contexto.

Para analisar o contexto atual da indústria de gás e as oportunidades e desafios relacionados com a reestruturação da Petrobras, este estudo tem duas abordagens complementares. Numa primeira parte do estudo, o contexto da oferta brasileira e boliviana de gás natural é avaliado. As perspectivas de exploração e produção de gás natural, no Brasil, pela Petrobras e outros *players* são avaliadas, considerando o cenário internacional de preços de petróleo e gás. Ademais, o estudo avalia as perspectivas para renovação do contrato de importação de gás boliviano, a partir da análise das condições de oferta e demanda de gás na Bolívia.

A segunda parte do estudo analisa a agenda de mudanças necessárias, para desverticalizar, de forma competitiva, a cadeia de gás natural, no Brasil, de forma a abrir espaço, a novos ofertantes de gás, para o mercado doméstico, com vistas a complementar a oferta de gás da Petrobras.

Com relação às perspectivas da oferta doméstica, o estudo concluiu que, considerando a previsão de demanda de gás realizada pelo próprio governo e as projeções de produção doméstica realizadas no estudo, o Brasil não está reduzindo sua dependência externa, no suprimento de gás natural. Pelo contrário, a atual dependência de 50% na oferta de gás, para o mercado, pode inclusive aumentar, dependendo do cenário de oferta doméstica líquida e do despacho térmico considerado.

Se o país não quiser ficar dependente da importação de gás natural liquefeito – GNL que tende a ter um preço mais elevado, será necessário renovar o contrato de importação da Bolívia. Entretanto, para que seja possível garantir oferta de gás boliviano ao Brasil para além de 2022, será necessária uma retomada do esforço exploratório naquele país. Atualmente, o esforço exploratório na Bolívia está praticamente paralisado. Os poços que foram perfurados nos últimos 5 anos, foram basicamente poços em áreas adjacentes às já conhecidas pelas empresas operadoras e com muito baixo risco geológico. O estudo estimou a necessidade de investimentos adicionais na Bolívia entre US\$ 5,4 bilhões e US\$ 7,1 bilhões em exploração e desenvolvimento de novas áreas de produção de gás, para viabilizar e atender a demanda potencial de gás boliviana, argentina e brasileira.

A perspectiva de suprimento de gás para o Brasil pode se deteriorar ainda mais se o mercado de gás nacional não for atraente para novos ofertantes. Com a tendência de redução da participação da Petrobras no mercado, é fundamental reduzir as barreiras à entrada de novos ofertantes. Na segunda parte do estudo, as principais barreiras aos novos entrantes foram identificadas, e foram elaboradas propostas de mudanças regulatórias, para mitigar estas barreiras.

As principais barreiras identificadas, pelo estudo, para a entrada de novas fornecedoras de gás para o mercado final, no Brasil, foram:

1. Os atuais produtores de gás no Brasil (exceto Petrobras), em geral, não têm escala de produção suficiente para viabilizar investimentos em infraestrutura própria de escoamento e tratamento do gás natural. Na maioria dos casos, o escoamento depende do uso de infraestrutura já existente, ou do compartilhamento do investimento em novas infraestruturas. Barreiras econômicas e regulatórias têm levado os produtores independentes a optarem pela venda do gás na boca do poço à Petrobras, impedindo o aumento da concorrência na oferta do gás ao mercado.
2. Os produtores e importadores que não têm problemas com escoamento enfrentam barreiras para o acesso à infraestrutura de transporte, já que uma parte significativa dos gasodutos da malha de transporte existente, não está aberta para o acesso de terceiros e toda a capacidade disponível, atualmente, no sistema de transporte de gás nacional, está contratada pela Petrobras.
3. A participação acionária da Petrobras, nas distribuidoras estaduais de gás natural, dá à empresa um poder de mercado assimétrico, em relação aos produtores independentes, já que a empresa pode influenciar a política de compra de gás das distribuidoras.
4. A regulação estadual avançou pouco na implementação do mercado livre de gás natural, através das figuras do consumidor livre, autoprodutor e autoimportador, criadas na Lei do Gás, de 2009. Apenas 6 estados introduziram o mercado livre de gás natural para grandes consumidores. Entretanto, mesmo nestes estados, os grandes consumidores não optaram pela aquisição direta do gás de comercializadores independentes, em função das barreiras regulatórias e da falta de novos ofertantes.
5. Os novos ofertantes de gás nacional têm dificuldade de assumir os riscos do suprimento. Como não existe uma infraestrutura de estocagem do produto no país, e tampouco, um mercado secundário desenvolvido, os novos produtores enfrentam grande dificuldade em garantir uma oferta estável de gás para segmentos não termelétricos, bem como garantir uma oferta do produto de acordo com o perfil da variável da demanda dos consumidores

termelétricos. Assim, no contexto de mercado atual, novos produtores assumem riscos elevados de pagar penalidades contratuais pelo não fornecimento do gás natural.

6. A forma de tributação atualmente existente, na indústria de gás, acaba criando um diferencial competitivo a favor da Petrobras. A tributação do gás natural ocorre na origem (produção ou importação de gás) e os créditos do ICMS devem ser abatidos na cobrança que ocorre nas etapas subsequentes da cadeia. Entretanto, muitas vezes, não é possível recuperar/abater os valores cobrados inicialmente, seja porque as alíquotas não são unificadas, seja porque o agente comprador não pague ICMS (caso das termelétricas). A Petrobras, pela abrangência e escala da sua atuação, consegue recuperar créditos de ICMS, de forma mais efetiva, que um novo ofertante de gás. Outro problema é que o fato gerador do ICMS considera o fluxo físico do gás, o que acaba inviabilizando a implementação da troca operacional, que seria um mecanismo importante para a entrada de novos ofertantes no mercado brasileiro.

Para mitigar estas barreiras, o estudo propõe uma série de ações envolvendo mudanças regulatórias e criação de políticas, visando garantir a oferta de gás, no país, de forma competitiva. As principais medidas propostas pelo estudo são:

1. **Melhorar o acesso de terceiros à infraestrutura de transporte através da desverticalização da cadeia do gás natural.** A resolução ANP n. 51, de dezembro de 2013, proíbe qualquer carregador de gás de se envolver diretamente ou através de subsidiárias com a atividade de transporte de gás. Esta restrição se aplica a novos gasodutos de transporte, mas não obrigou a Petrobras a se desfazer totalmente dos seus ativos de transporte. A empresa continua envolvida simultaneamente no transporte, fazendo carregamento e comercialização de gás natural. Assim, propõe-se estender as regras da resolução 51 aos gasodutos existentes, estabelecendo-se um prazo para que a Petrobras venda seus ativos de transporte. Além disso, é importante garantir

não só a venda dos ativos de transporte pela Petrobras, mas uma operação independente com eles. Por isso, este estudo propõe que o governo avalie a criação de um operador nacional independente para todos os gasodutos (Operador Nacional do Gás), tendo em vista a nova estrutura patrimonial da rede de transporte após a venda dos ativos pela Petrobras.

2. **Facilitar o acesso de novos ofertantes ao mercado final, por meio da multiplicação do número de agentes compradores.** Para que isso aconteça, é preciso que a Petrobras saia do segmento de distribuição, vendendo suas participações no segmento, de preferência, esta venda deveria ser por distribuidora. Ademais, é importante incentivar os estados a regulamentarem, de forma efetiva, o mercado livre de gás natural para grandes consumidores.
3. Além da venda dos ativos de transporte e distribuição pela Petrobras, é necessário que haja uma desconcentração da comercialização. É importante uma avaliação pelo CADE, se é cabível, no Brasil, a estratégia adotada por vários outros países que liberalizaram o mercado de gás (Reino Unido, Espanha e Itália). Trata-se da fixação de um teto para participação na comercialização de gás, pelo agente dominante, dentro de um horizonte temporal estabelecido (por exemplo, 5 anos). É importante ainda, que haja uma apreciação pela ANP e CADE da venda de gás por produtores independentes à Petrobras, buscando avaliar se existem formas alternativas de comercialização do gás produzido, seja pela venda direta, seja através da venda a outros comercializadores, que sejam viáveis do ponto de vista técnico e comercial.
4. **Regulação do acesso, pela ANP, de terceiros, ao sistema de escoamento, tratamento e regaseificação, visando reduzir conflitos potenciais.** Propõe-se que o acesso continue negociado (já que estas infraestruturas não autorizadas e não concedidas), com estabelecimento de regulação de princípios de resolução de conflitos, fixam critérios de acesso e interconexão, além da definição de tarifas justas e razoáveis para acesso à capacidade existente. Neste caso, a intervenção da ANP ocorreria somente se

não houvesse sucesso na negociação entre as empresas, visando assim, o acesso de terceiros.

5. **Avaliação pela ANP da viabilidade de adoção de uma nova metodologia de tarifação do transporte, com tarifação por entrada e saída, em que carregadores pagam para injetar na rede e consumidores pagam para retirada.** Nesta metodologia, caberia à ANP estabelecer os valores das tarifas para os pontos de injeção e os pontos de retirada. Esta nova metodologia de tarifação teria como objetivo reduzir os custos de transação e as assimetrias entre carregadores incumbentes e entrantes no mercado. A mudança da metodologia de tarifação estaria condicionada à preservação dos direitos contratuais atuais dos transportadores.
6. Adoção de um planejamento indicativo integrado de térmicas e gasodutos, visando propor térmicas como âncoras para expansão da malha de gasodutos de transporte e para o desenvolvimento de novos mercados de gás. Nesse sentido, o PEMAT deveria sinalizar onde seria desejável e viável localizar projetos térmicos, tendo em consideração as previsões de nova oferta de gás e a demanda futura. Este planejamento teria como objetivo evitar que o gás produzido em novos campos descobertos, fosse consumido de forma prioritária na boca do poço por empreendimentos termelétricos, limitando a oferta para outros segmentos de mercado localizados.
7. **Organização pela ANP de leilões de compra de gás natural pelas térmicas e pelas distribuidoras.** No que tange às distribuidoras, este estudo propõe a organização de leilões de compra com adesão voluntária de distribuidoras de gás.
8. **Revisão das regras dos leilões de energia nova para viabilizar uma integração sustentável do mercado de gás natural com o mercado elétrico.** Este estudo propõe a elevação do teto da inflexibilidade térmica. O despacho na base é uma condição necessária para a viabilidade de projetos de produção de gás não integrados com a rede de transporte específica. Nesse sentido, é importante permitir que produtores que não tenham condições de

flexibilizar a produção de gás possam ofertar seu produto a preços mais baixos, permitindo um maior despacho térmico do projeto.

9. Criação de uma política para flexibilização da demanda e oferta doméstica de gás natural através do desenvolvimento de um mercado secundário de gás e da estocagem de gás natural, na forma de GNL, e através de reservatórios subterrâneos. Propõe-se a criação de um Grupo de Trabalho envolvendo o Ministério de Minas e Energia, a ANP, a EPE e a Aneel para elaborar, isto é, desenhar o mercado secundário de gás e criar uma política de estímulo à estocagem do gás natural, envolvendo medidas de incentivos econômicos e regulatórios para projetos de estocagem do produto. Em particular, este GT avaliaria a possibilidade do sistema elétrico nacional contratar, em licitação, capacidade de estocagem de gás para utilização em períodos de vertimento de água de reservatórios hidrelétricos, evitando assim o despacho de térmicas inflexíveis.
10. **Concepção e implementação de uma política específica para a promoção da exploração de gás natural em terra no Brasil** que resulte na criação de um novo ambiente de negócios, atraente para investimentos em exploração. É fundamental mudar radicalmente o patamar do esforço exploratório para o gás natural em terra.
11. **Revisão das regras de tributação do gás natural, visando à redução da carga tributária do setor e a complexidade e o caráter assimétrico da tributação.** Propõe-se revisar as regras do ICMS desvinculando o fluxo físico do fluxo comercial para efeito de cálculo do imposto. O objetivo desta proposta é viabilizar a regulamentação do mecanismo de Troca Operacional de gás aprovada na Lei do Gás de 2009. Propõe-se ainda, a isenção do ICMS para o gás natural vendido às termelétricas ou o desenvolvimento de novas formas de utilização dos créditos de ICMS, já que o gás é taxado na origem e a eletricidade no destino, impedindo a recuperação dos créditos tributários. Além disso, é importante a extensão do benefício do ICMS zero para a modalidade de autoprodutor integrado de gás natural (produção de gás e energia

elétrica). Finalmente, o estudo propõe um conjunto de incentivos fiscais para a produção doméstica de gás natural, através de uma revisão do REPETRO para viabilizar a aplicação deste instrumento na exploração em terra, além da redução dos *royalties* cobrados para reservatórios de maior custo e menor produtividade, como é o caso do gás não-convencional.

1 CONTEXTUALIZAÇÃO E OBJETIVO DO TRABALHO

O atual contexto econômico e político brasileiro associado às mudanças setoriais ocorridas na indústria de petróleo e gás natural mundial descortina a necessidade de profundas mudanças estruturais, neste setor. Desenvolvida, essencialmente, a partir dos investimentos da Petrobras em todos os elos da cadeia, a indústria de gás natural se vê hoje em um ponto de inflexão. A redução dos patamares de preços do petróleo, no mercado internacional, e a crise de financiamento vivida pela Petrobras, vêm colocando em xeque o protagonismo da estatal brasileira, na indústria de gás natural, suscitando reflexões sobre o futuro dessa indústria no país.

A Petrobras divulgou, em Junho de 2015, seu Plano de Negócios e Gestão 2015 que prevê uma redução significativa de investimentos e uma diminuição importante das suas metas de produção de petróleo até 2020. Além disso, a empresa prevê desinvestimentos de 57 bilhões de dólares até o referido ano. Parte importante do desinvestimento projetado será resultado da desmobilização de ativos, na área de gás e energia.

É importante ressaltar, no entanto, que nem toda a diminuição da produção prevista até 2020, pela Petrobras, se traduzirá em uma redução da produção de petróleo e gás no país, uma vez que alguns ativos

(em produção ou prestes a entrar em produção) poderão simplesmente mudar de titularidade. No caso do gás natural, o comportamento da sua produção poderá apresentar tendências diferentes da produção de petróleo, em função das diferentes estratégias dos *players*, referentes ao desenvolvimento de campos com mais ou menos conteúdo de gás natural e das possibilidades/necessidades de reinjeção.

Neste novo contexto, é fundamental entender os impactos potenciais da reestruturação da Petrobras sobre a oferta futura de gás natural. Ademais, tendo em vista que a Petrobras deverá ter um papel significativamente menor para a expansão da oferta de gás no Brasil, torna-se importante avaliar as perspectivas de produção de gás nacional, bem como da renovação do contrato de importação de gás da Bolívia. Além do que, é importante identificar as oportunidades para melhorar o marco regulatório da indústria de gás para promover a competição na oferta do produto no país.

Sendo assim, o objetivo deste estudo é fornecer um cenário atualizado da produção de gás natural, baseado nas novas perspectivas de exploração e produção da Petrobras e de outros *players*, tendo em consideração também o cenário internacional de preços de petróleo e gás. Adicionalmente, este estudo avalia o andamento da renegociação dos contratos de importação de gás da Bolívia, buscando identificar os riscos e oportunidades do suprimento boliviano para o Brasil. Finalmente, a segunda parte do estudo analisa a agenda de mudanças necessárias para desverticalizar, de forma competitiva, a cadeia de gás natural no Brasil, de modo a abrir espaço para novos ofertantes de gás para o mercado doméstico, com vistas a complementar a oferta de gás da Petrobras.

2 PANORAMA DA INDÚSTRIA DE GÁS NO BRASIL

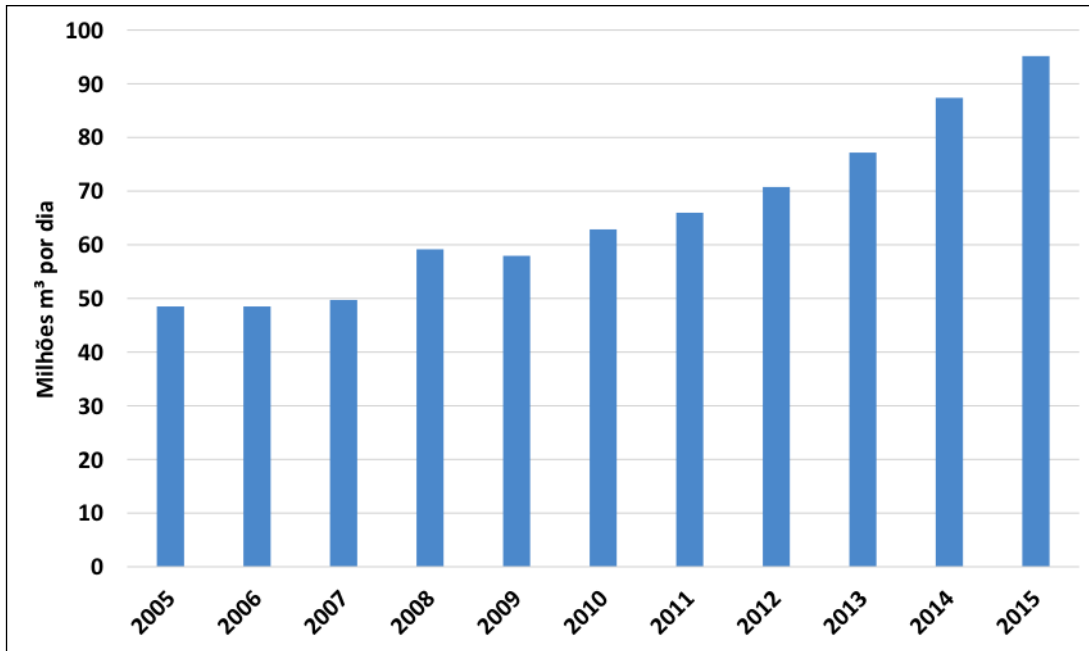
2.1 Evolução da Oferta e da Demanda de Gás

O setor de gás natural experimentou uma forte expansão nos últimos anos. Entretanto, o desenvolvimento da indústria de gás natural, no Brasil, ocorreu num contexto de relativa escassez da oferta doméstica. Essa aparente contradição ocorre porque os investimentos na exploração de gás não associados ao petróleo são escassos. As reservas e a produção brasileira são em sua grande maioria provenientes de campos de gás associado (produção conjunta de petróleo e de gás) pertencentes à Petrobras, onde o investimento privilegia a produção de óleo e não de gás, dado o maior retorno para o investidor. Por isto mesmo, a difusão do gás natural no país só se alavancou com o contrato de importação da Bolívia que viabilizou a construção do gasoduto Bolívia-Brasil.

A produção doméstica de gás praticamente dobrou entre 2005 e 2015 (Gráfico 1). Esta propagação se deu pelo aumento da produção de gás não associado e também pelo crescimento da produção de petróleo, em particular em campos que tem uma maior relação gás-óleo (GOR - gas-to-oil rate). As reservas de gás natural, assim como a produção, também vêm crescendo, ao longo dos anos, como resultado das novas descobertas, mas permanecem concentradas em campos de gás associado

ao petróleo e *offshore*. Assim, as reservas provadas de gás natural do Brasil em dezembro de 2014 estão no patamar de 483 bilhões de metros cúbicos.

Gráfico 1 - Evolução da Produção de Gás Natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP

A produção de petróleo e gás natural, no Brasil, atualmente é muito concentrada no Sudeste, principalmente na Bacia de Campos; e nos campos *offshore*. A produção média em 2014 de petróleo foi 2,3 MMb/d e a produção bruta de gás natural foi de 87,4 MMm³/d. Apesar da elevada produção bruta, a produção disponível de gás natural para 2014 foi de apenas 55,8 MMm³/d, ou seja, o aproveitamento do gás natural foi em média de 64% em 2014. Mas o aproveitamento varia muito ano a ano, por exemplo, nos últimos 10 anos, a média anual de aproveitamento oscilou entre 49% e 68%.

Em 2015 (média até setembro), apenas 59% da produção bruta chegou ao mercado final. O nível de aproveitamento vem caindo desde 2013, devido ao forte aumento da reinjeção de gás na área do Pré-Sal. A reinjeção de gás, no Brasil, somava cerca de 10 MMm³/dia em 2013 e atingiu 23 MMm³/dia em 2015 e 30 MMm³/dia em janeiro de 2016.

Isto ocorre porque o aproveitamento do gás do Pré-Sal apresenta maiores desafios técnicos e econômicos, em função do nível de contaminação deste gás com CO₂, da grande distância dos campos produtores da costa e da profundidade da lâmina d'água onde se encontram. O gás não aproveitado inclui, além do gás reinjetado, o gás queimado e utilizado nas plataformas.

Além disso, há mais uma perda nas UPGN, quando os líquidos são separados do gás seco; essa perda de volume é de cerca de 6-7%, e finalmente há perdas e consumo de gás no transporte de 5-6%.

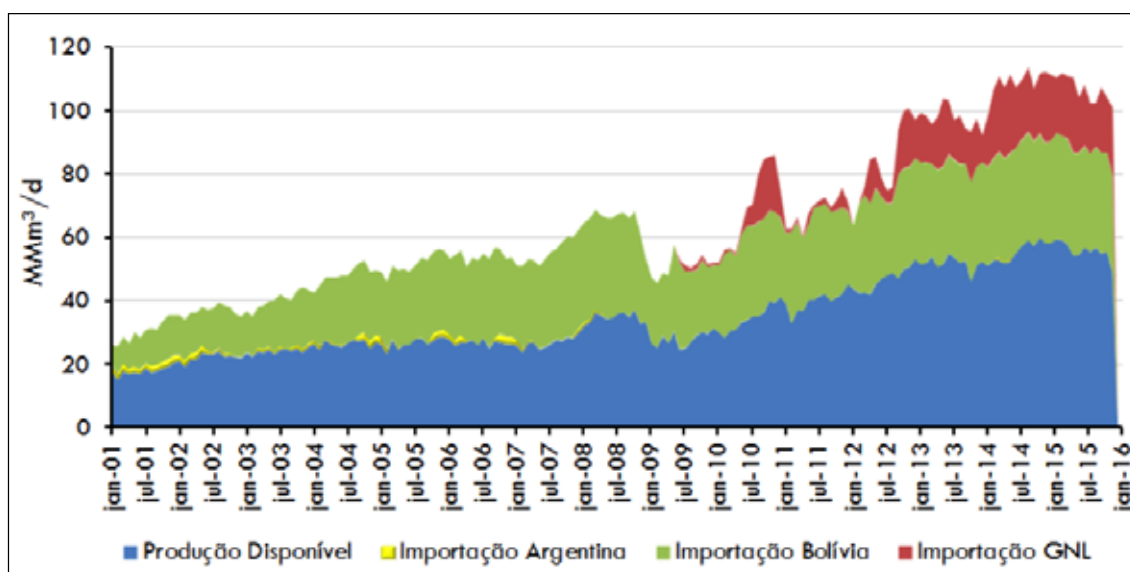
A produção de gás não associado e em terra vem crescendo, devido, em particular, à entrada em produção dos campos de Gavião Real e Gavião Azul, na Bacia do Parnaíba, no Estado do Maranhão. A porcentagem de gás não associado na produção bruta cresceu de 25% a 32%, na produção total entre 2010 e 2014.

A maior oferta doméstica não foi suficiente para reduzir as importações. Pelo contrário, as importações de gás natural da Bolívia e via GNL aumentaram rapidamente, neste mesmo período. Em 2014, 53% da oferta total foi proveniente de importações (ver Gráfico 2).

O GNL é importado principalmente para suprir os picos de demanda termelétrica que vem se intensificando desde 2012, devido à escassez hidrológica do sistema elétrico nacional. Essa configuração acaba se tornando custosa, uma vez que o GNL é importado no mercado *spot*, que tem como característica grande volatilidade em seus preços. **A dependência das importações, não apenas implica em gastos elevados de divisas, (cerca de US\$ 7 bilhões de dólares, por ano em 2013 e 2014), como também resulta em preços de gás não competitivos para a indústria nacional.**

A indústria nacional paga preços de gás que podem ser até três vezes mais caros que o preço praticado para a indústria nos EUA. Ou seja, a dependência de gás importado a preços elevados prejudica a competitividade da indústria nacional.

Gráfico 2 - Evolução da Oferta de Gás Natural no Brasil

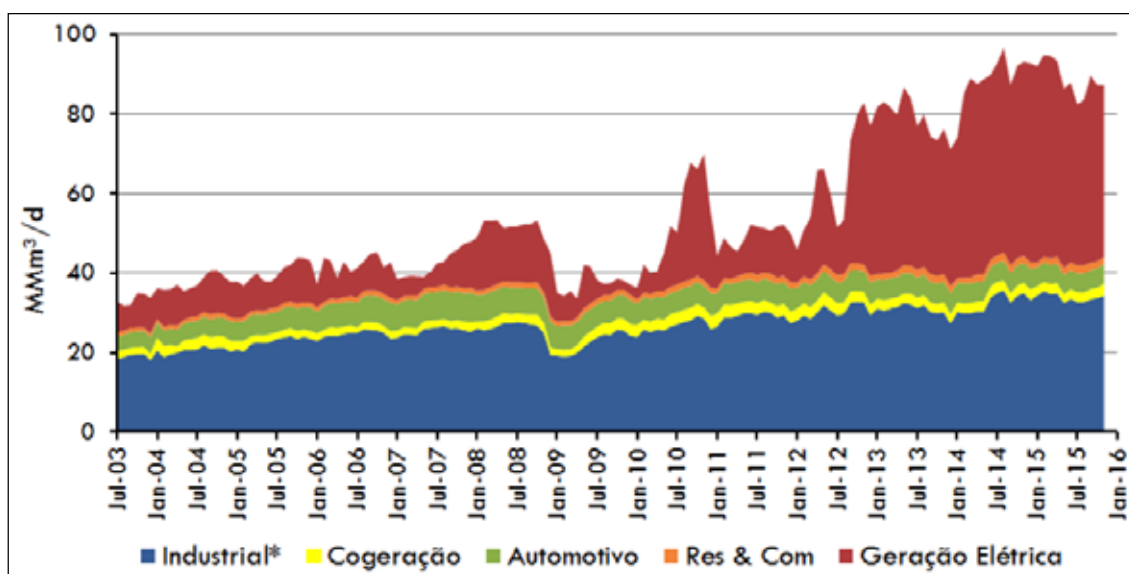


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP e do MME

No que tange ao mercado de gás para geração termelétrica, uma característica importante deste segmento é a imprevisibilidade da demanda (ver Gráfico 3). Como as termelétricas operam de forma complementar às hidrelétricas, a demanda de gás do setor elétrico varia muito de acordo com as condições hidrológicas. Esta necessidade de flexibilidade de oferta para atender a variação da demanda das térmicas, eleva de maneira substancial o custo de oferta de gás natural. Como não é viável variar a produção de campos de gás associado, a flexibilidade de oferta é realizada pela Petrobras através de contratos de importação de GNL no mercado *spot*. Estes contratos apresentam preços de gás muito elevados e contribuem para encarecer a oferta de gás no Brasil¹.

¹ Para mais detalhes sobre a dinâmica do mercado internacional de GNL e seus impactos no Brasil ver: CNI (2016). *Gás Natural Liquefeito: Cenários Globais e Oportunidades para a Indústria Brasileira*.

Gráfico 3 - Evolução da Demanda de Gás Natural no Brasil



*Não inclui FAFENs e Refinarias.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Abegas e do MME.

2.2 Evolução Institucional do Setor de Petróleo e Gás

Atualmente, a Petrobras domina totalmente a cadeia de gás natural no Brasil. A empresa não só é a principal produtora de gás natural (81% do total de gás produzido), mas é proprietária da maioria dos ativos de escoamento, tratamento, transporte, além de ter participação acionária na maioria das distribuidoras estaduais. A Petrobras é acionista minoritária em 18 e controladora em 2 das 27 distribuidoras de gás natural existentes no Brasil.

O controle de praticamente toda a infraestrutura e participação da Petrobras, na maioria das distribuidoras, representa uma barreira para que novos produtores venham a comercializar sua produção de gás natural. Ao controlar a infraestrutura de transporte e a política de compras de gás das distribuidoras, a Petrobras detém um poder de mercado assimétrico em relação aos outros produtores. De forma efetiva, o mercado final se mantém fechado para novos fornecedores.

Atualmente, além da Petrobras, cerca de 35 empresas, produzem gás natural no Brasil, com 19% da produção. Entretanto, praticamente todas

as empresas (com exceção da Parnaíba Gás e da BPMG Parnaíba no Maranhão) vendem sua produção de gás para a Petrobras.

O resultado desta configuração do mercado de gás é a dependência do país quase que exclusivamente dos investimentos da Petrobras para garantir a oferta de gás. Os operadores privados visam principalmente produzir petróleo, uma vez que podem exportar petróleo sem restrições, mas optam por vender o gás para a Petrobras, em função das barreiras à entrada no mercado final.

O Brasil é um dos países que menos produz gás natural, entre os países grandes produtores de petróleo com o segmento do *upstream* aberto à concorrência. Enquanto países como os Estados Unidos e a Austrália produzem mais gás natural do que petróleo, no Brasil a produção de gás representa apenas cerca de 20% da produção de petróleo. Cerca de 70% da produção nacional de gás é associada ao petróleo.

A reforma constitucional de 1995 acabou com o monopólio da Petrobras, no petróleo e gás. A regulação do mercado liberalizado de petróleo e gás foi introduzida pela lei 9478 de 1997. Esta lei propôs uma nova forma de organização para o petróleo e gás, no Brasil, caracterizada pela preservação da Petrobras, que deteve o monopólio setorial até 1997. Assim, novas instituições públicas foram criadas para permitir regulação do setor.

A Lei de 9478 criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional Petróleo e Gás (ANP). O papel do CNPE é aprovar as principais diretrizes da política energética nacional que devem ser implementadas, tanto pelo Ministério de Minas e Energia (MME) quanto pelas agências reguladoras do setor de energia (ANP e Aneel). A ANP é responsável pela regulação de toda a cadeia de petróleo e gás com a exceção de distribuição de gás, sendo este último regulamentado em nível estadual da federação brasileira.

A abertura da produção de petróleo ocorreu por meio dos leilões de exploração de blocos de petróleo e gás pela ANP. A venda em leilão de blocos exploratórios tem atraído um número razoável de novas

empresas para investir no *upstream*² brasileiro. Após a abertura do setor de petróleo em 1997, a ANP organizou 13 rodadas de licitações de blocos exploratórios. Hoje, cerca de 80 empresas estão ativas no *upstream* brasileiro. No entanto, a Petrobras manteve a empresa dominante no mercado de petróleo brasileiro.

No segmento do *downstream*³, o setor privado também teve um papel modesto. A Petrobras ainda controla 98% da capacidade total de refino. Na distribuição de derivados de petróleo, onde a Petrobras não detinha o monopólio, a participação da empresa aumentou de 30% do mercado em 1997 para cerca de 40% em 2014. A história repete-se no setor do gás natural, visto que a Petrobras manteve a responsabilidade pela maior parte dos investimentos na cadeia de gás. Assim, o investimento do setor privado no campo do gás centrou-se na distribuição de gás natural.

Em 2007, a Petrobras e parceiros privados descobriram uma grande quantidade de óleo na camada Pré-Sal, nas bacias do Espírito Santo, Campos e Santos. Esta grande descoberta de petróleo desencadeou um debate nacional sobre o papel do Estado na exploração e produção de petróleo no Brasil. Em setembro de 2009, uma nova lei foi proposta pelo governo para lidar com um novo contexto de abundância de recursos petrolíferos.

Três leis foram aprovadas no ano de 2010, e deram um novo contorno institucional para o setor de petróleo nacional. A Lei 12.304 tratou da criação da estatal Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) para representar a União nos contratos de partilha de produção. A Lei 12.276 autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras o exercício de atividades de E&P em determinada região do Pré-Sal, no limite de 5 bilhões de barris, que passaram a incorporar os ativos da empresa. Esta lei viabilizou o processo de capitalização da Petrobras. Finalmente, a Lei 12.351 criou o Fundo Social e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos a serem revertidos para o desenvolvimento social na forma de programas nas áreas de educação, cultura, esporte, saúde pública, ciência e tecnologia e meio ambiente.

² *Segmento que abarca a exploração, o desenvolvimento e a produção de petróleo e gás natural.*

³ *Segmento que abarca o transporte, o tratamento, o refino, a comercialização e a distribuição de petróleo e gás natural.*

Esta lei instituiu também o regime de partilha de produção para atividades de E&P realizadas em áreas do Pré-Sal e em potenciais áreas estratégicas. Foi decidido também que a Petrobras deve operar, obrigatoriamente, todos os contratos no regime de partilha. Além disto, a lei demarcou a área do Pré-Sal, onde doravante todos os contratos deverão ser no regime de partilha e deu ao CNPE poderes para decidir sobre novas áreas estratégicas que passarão a exigir contratos de partilha.

Em 2013, o Governo brasileiro realizou o primeiro leilão com o contrato de partilha de produção. Neste ano, foi leiloado o campo de Libra, com reservas estimadas entre 8 e 12 bilhões de barris, arrecadando US\$7 bilhões em bônus de assinatura para o governo. O campo de Libra foi arrematado por um consórcio formado pela Petrobras (40%), em parceria com a Shell (20%), a Total (20%) e as empresas chinesas CNOOC (10%) e Petrochina (10%).

2.3 A Nova Lei do Gás Natural - Lei n. 11.909 de 2009

O processo de discussão política para aprovar uma nova lei para o setor elétrico brasileiro, no início da década de 2000, inspirou um debate sobre a necessidade de novas leis específicas para o setor de gás natural no Brasil. Por ocasião da aprovação da nova Lei de Eletricidade de 2005, formou-se um consenso de que a Lei de 9478 não era apropriada para o mercado brasileiro de gás natural. Este consenso provocou uma longa negociação política que concluiu com a aprovação de uma nova lei para o setor de gás do Brasil em março de 2009 (Lei n.11.909).

Esta lei não afetou o setor de *upstream* do gás, que permaneceu regulamentado pela Lei 9.478. O segmento de distribuição de gás continuou sendo regulado pelos Estados. A mudança mais importante na nova lei foi o novo papel do Estado, na coordenação dos investimentos e no segmento do transporte de gás natural. Nos termos desta lei, o Estado brasileiro passou a ser o responsável pelo:

- i) Planejamento da rede de gasodutos;
- i) Estimação da demanda pelos serviços de transporte de gás; e

- i) Organização das licitações para selecionar o investidor em novos gasodutos.

A Lei 11.909, além de introduzir novos mecanismos regulatórios para a indústria de gás natural, redefiniu o papel dos órgãos de governo no planejamento e na regulação da indústria. Nesse sentido, podem-se dividir as mudanças introduzidas pela Lei 11.909 em dois grupos: alterações regulatórias, referentes aos aspectos técnicos da regulação; e alterações institucionais, referentes às mudanças no papel da ANP, do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), na indústria de gás natural.

2.3.1 Mudanças Institucionais

A lei supracitada redefiniu e delimitou o escopo de atuação do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Agência Nacional do Petróleo (ANP), na regulação e no planejamento das atividades de transporte de gás natural. No novo arcabouço institucional, o MME passou a exercer as seguintes funções:

- Realização de estudos para Plano de Expansão da Malha Dutoviária - PEMAT (subsidiado pela EPE);
- Proposta dos gasodutos de transporte a serem construídos ou ampliados⁴;
- Estabelecimento das diretrizes do processo de contratação das empresas de transporte;
- Estabelecimento do período de exclusividade para os carregadores iniciais; e
- Determinação da utilização de parcerias públicas e privadas (PPP) e dos recursos da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE), para a construção de gasodutos de transporte considerados de relevante interesse público.

No caso da ANP, a agência passou a:

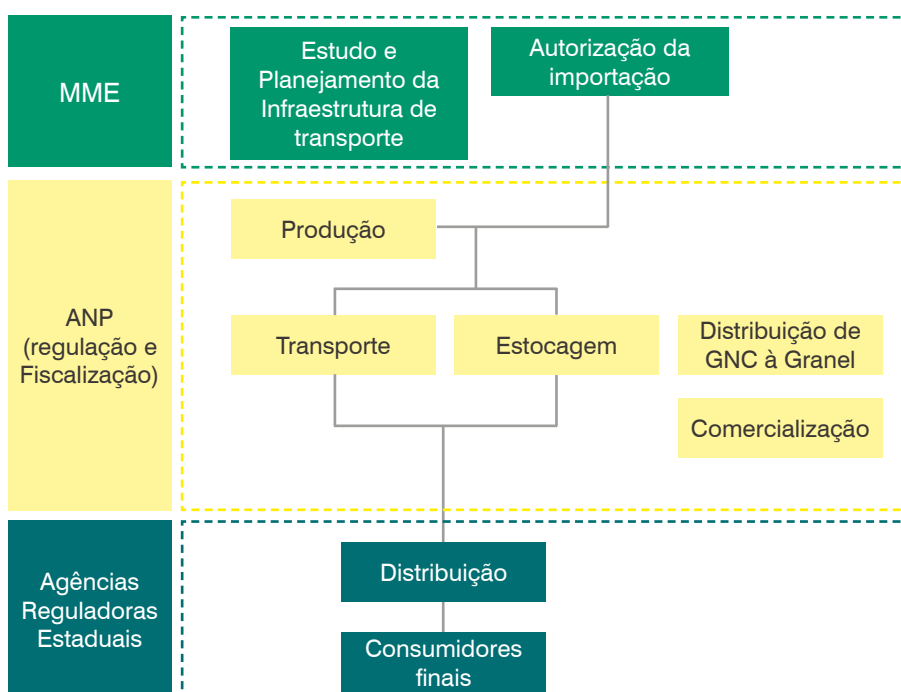
- Elaborar os editais de licitação das atividades sob o regime de concessão;

⁴ Podendo ser provocado por terceiros

- Determinar as tarifas máximas de transporte;
- Conduzir chamadas públicas para a alocação de capacidade primária de transporte;
- Aprovar os contratos de transporte e as tarifas cobradas pelas empresas concessionárias; e
- Regular/fiscalizar o cumprimento dos contratos de concessão.

A Figura 1 sintetiza o escopo de atuação de cada agente na indústria de gás natural.

Figura 1 - Escopo de Atuação dos Agentes do Governo na Indústria de Gás Natural



Fonte: Elaboração própria

Até o presente momento, o governo brasileiro não conseguiu implementar um novo planejamento para o setor de gás natural. O primeiro plano de expansão da malha dutoviária (PEMAT) foi aprovado em 2014, com a proposta de licitar apenas um gasoduto de 12 quilômetros para conectar a nova refinaria do Comperj (Itaboraí,) até atual rede de transporte no Estado do Rio de Janeiro. Este gasoduto ainda não foi licitado até o momento. A Petrobras continua sendo o agente dominante no setor e única responsável pela oferta de gás para as distribuidoras de gás no Brasil.

2.3.2 Mudanças Regulatórias

O segundo tipo de mudança trazida pela Lei 11.909 diz respeito aos aspectos técnicos da regulação. Em outros termos, a lei supracitada consolida juridicamente algumas características da regulação definidas anteriormente por portarias e resoluções da ANP, assim como introduz novos mecanismos regulatórios.

Nesse contexto, as maiores mudanças trazidas pela Lei 11.909 referem-se ao segmento de transporte de gás natural. Diferente da Lei 9.478, o Artigo 3 da Lei do Gás determina a concessão⁵ como regime jurídico dos novos gasodutos nacionais de transporte de gás natural, sendo de responsabilidade da ANP a elaboração do processo de chamada pública para a alocação da capacidade primária de transporte, a elaboração dos editais de licitação de novos gasodutos e a celebração dos contratos de concessão, junto às empresas vitoriosas.

No caso dos gasodutos, já existentes na data de publicação da lei, daqueles já autorizados pela ANP ou cujo processo de licenciamento ambiental já tenha sido enviado para as autoridades responsáveis ou dos gasodutos frutos de acordos internacionais, mantêm-se a autorização como regime jurídico. No caso de gasodutos, sob o regime de autorização, será mantido o mesmo regime jurídico para a sua expansão, sendo que, o prazo de validade da autorização dessa expansão será o período remanescente do prazo de autorização do gasoduto principal, que é inicialmente de 30 anos contados a partir da data de publicação da lei ou da data de outorga da autorização para gasodutos que ainda não entraram em operação. Extinto o prazo das autorizações, o empreendimento deverá passar a ser regido pelo regime de concessão, mediante processo de licitação, ou deverá ser desativado.

Os gasodutos sob o regime de autorização não estão isentos da realização de chamada pública tanto quando da construção de nova capacidade quando da expansão da capacidade existente. Nesses casos, o período de exclusividade dos carregadores iniciais será de 10 anos a partir da data de início das operações comerciais do gasoduto.

⁵ No caso de gasodutos de escoamento ou daqueles que envolvem acordos internacionais o regime jurídico aplicado é o da autorização.

No que se refere aos gasodutos já existentes, ficam preservadas as tarifas de transporte e os critérios de revisão já definidos. No caso das tarifas de transporte, para novos gasodutos, objetos de autorização, estas serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP, segundo os critérios por ela previamente estabelecidos. No caso da expansão de gasodutos sob o regime de autorização, foram mantidas as mesmas tarifas e critérios de reajustes do gasoduto original.

No que se refere à regulação tarifária, o inciso 2 do Artigo 13 da Lei 11.909 estabelece que as tarifas de transporte de gás natural serão estabelecidas pela ANP, a partir do custo médio de serviço de uma empresa de referência.

Em relação ao livre acesso de terceiros, aos dutos de transporte, o Artigo 32 ratifica o direito de acesso de terceiros aos gasodutos de transporte. Os Artigos 33, 34 e 35 regulamentam o acesso definindo as modalidades contratuais (firme, interruptível ou extraordinário), o processo de alocação do transporte firme (chamada pública) e o direito de cessão de capacidade.

Outra mudança trazida pela Lei do Gás que não está diretamente associada à regulação do segmento de transporte de gás natural, mas que possui impactos significativos nas trocas operacionais do produto, é a abertura do segmento de comercialização. Nesse contexto, foram criados pela Lei 11.909 três novos personagens: o consumidor-livre, o autoprodutor e o auto-importador. O consumidor livre é aquele que, nos termos da legislação estadual, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador. Na prática, a nova lei apenas caracteriza a figura do consumidor livre, uma vez que cabe à regulação estadual a abertura do mercado final de gás natural.

O autoprodutor é o agente explorador e produtor de gás natural que utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais. Por fim, o auto-importador refere-se ao agente autorizado a importar gás natural que utiliza parte ou totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais.

Nesse sentido, o Artigo 46 da Lei 11.909 estabelece que os consumidores livres, os autoprodutores e os auto-importadores, cujas necessidades de movimentação de gás natural não possam ser atendidas pela distribuidora estadual, poderão construir e implantar, diretamente, instalações e dutos para o seu uso específico, mediante celebração de contrato que atribua à distribuidora estadual a sua operação e manutenção. A lei supracitada define também que as tarifas de operação e manutenção das instalações serão estabelecidas pelo órgão regulador estadual.

A troca operacional de gás natural é um mecanismo que permite a um carregador negociar diretamente com uma empresa transportadora, para que ocorra a entrega de gás em um ponto de retirada localizado longe do ponto de injeção, sem que haja o transporte físico da molécula entre os dois pontos. Neste caso, é possível um agente produtor ou importador utilizar um gasoduto totalmente contratado para transportar seu gás, em geral contra o fluxo normal do gasoduto (embora operações de trocas operacionais possam ocorrer no sentido do fluxo do transporte nos dutos). Este tipo de troca operacional permite otimizar a infraestrutura de transporte, através da diversificação dos pontos de injeção no gasoduto.

O decreto 7.832/10 trata a troca operacional como uma modalidade de acesso de terceiros aos gasodutos de transporte. Desta forma, as regras de acesso aos serviços de transportes convencionais se aplicam à troca operacional. O Decreto determinou ainda, que as receitas provenientes das trocas operacionais deverão ser revertidas para a redução das tarifas de transporte de todos os carregadores, ou para a cobertura dos custos adicionais do transportador e respectiva remuneração do capital investido, para viabilizar o fornecimento do serviço de troca operacional.

Ainda segundo o decreto, a troca operacional deverá ser solicitada aos transportadores pelos carregadores interessados, nos termos da regulação estabelecida pela ANP (atualmente em elaboração), sendo esta a responsável por estabelecer as novas tarifas. No entanto, como as trocas operacionais são consideradas um instrumento de acesso de terceiros aos dutos de transporte, elas devem respeitar os períodos de exclusividade concedidos aos carregadores iniciais.

3 OFERTA FUTURA DE GÁS DOMÉSTICO

3.1 Os Vetores de Desenvolvimento da Produção Futura de Gás

Os dois maiores possíveis vetores de desenvolvimento da produção de gás, nos próximos 10-15 anos são o Pré-Sal e o gás em terra, com características econômicas, geográficas e estratégicas muito diferentes, já que o gás do Pré-Sal é associado, *offshore*, e seu escoamento será concentrado na costa Sudeste do país, enquanto o gás em terra é, em grande parte, não associado e distribuído em áreas distintas do país, inclusive no interior e em regiões que não são atualmente fornecidas de gás.

3.1.1 O Pré-Sal

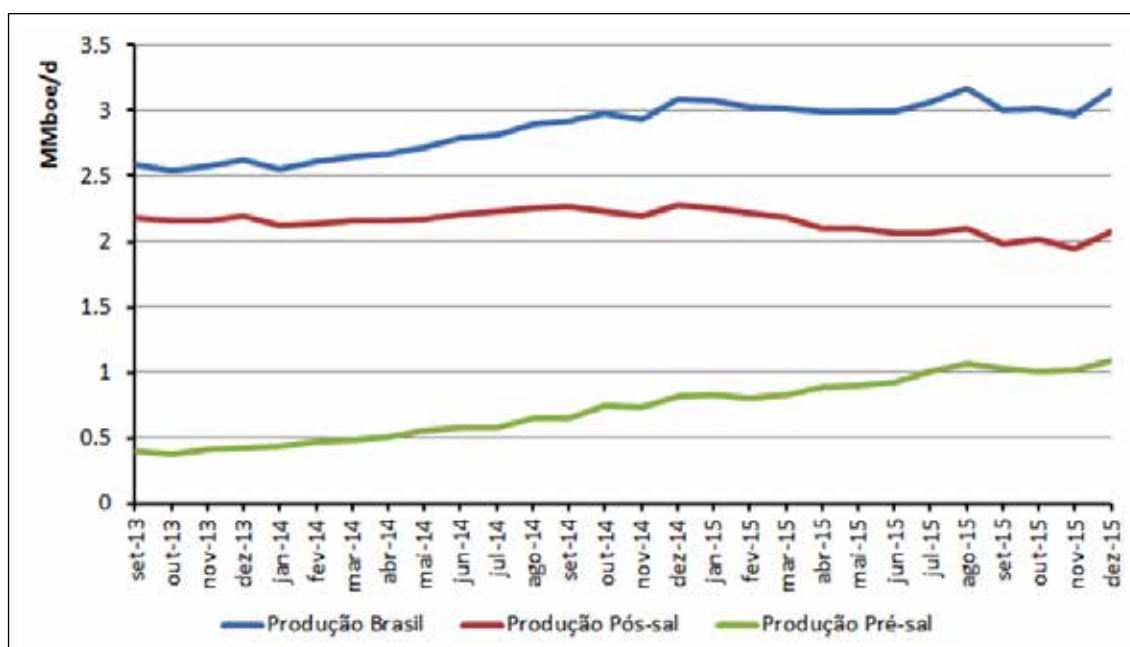
A produção do gás *offshore* vem crescendo devido, principalmente, à produção do Pré-Sal, que iniciou em 2008 e já representa um terço da produção total de petróleo e gás natural no país, alcançando o pico de 901 mil bbl de petróleo e 34 mil m³ de gás, em setembro de 2015, com 54 poços no total. Dessa produção, aproximadamente 2/3 são provenientes da Bacia de Santos e 1/3 da Bacia de Campos.

O aumento da produção no Pré-Sal veio acompanhado de expressiva redução do tempo de perfuração

dos poços ao longo dos anos, uma redução média de 17% por ano, desde 2010. Além disso, os poços do Pré-Sal apresentam um alto nível de produtividade: os dez maiores poços do Pré-Sal possuem uma produção média, por poço, de aproximadamente 32 mil barris diários (b/d), uma produtividade bastante superior aos 18 mil b/d por poço dos dez maiores poços Pós-sal da Petrobras. Isso possibilita um baixo custo médio de extração, de aproximadamente US\$ 9 por barril de óleo equivalente (boe) no Pré-Sal contra quase US\$ 15 por boe em média nos campos Pós-sal. Atualmente, de acordo com a Petrobras, o *break even*⁶ da produção do Pré-Sal, na Bacia de Santos situa-se em torno de US\$45 por boe.

O aumento da produção do Pré-Sal vem compensando o declínio da produção dos campos do Pós-sal, em particular na Bacia de Campos. No Gráfico 4, pode-se observar a produção de petróleo e gás natural entre 2014 e 2015. Fica clara a importância da produção do Pré-Sal em manter a produção total em uma trajetória crescente.

Gráfico 4 - Evolução da produção de petróleo e gás - Pré-Sal x Pós-Sal



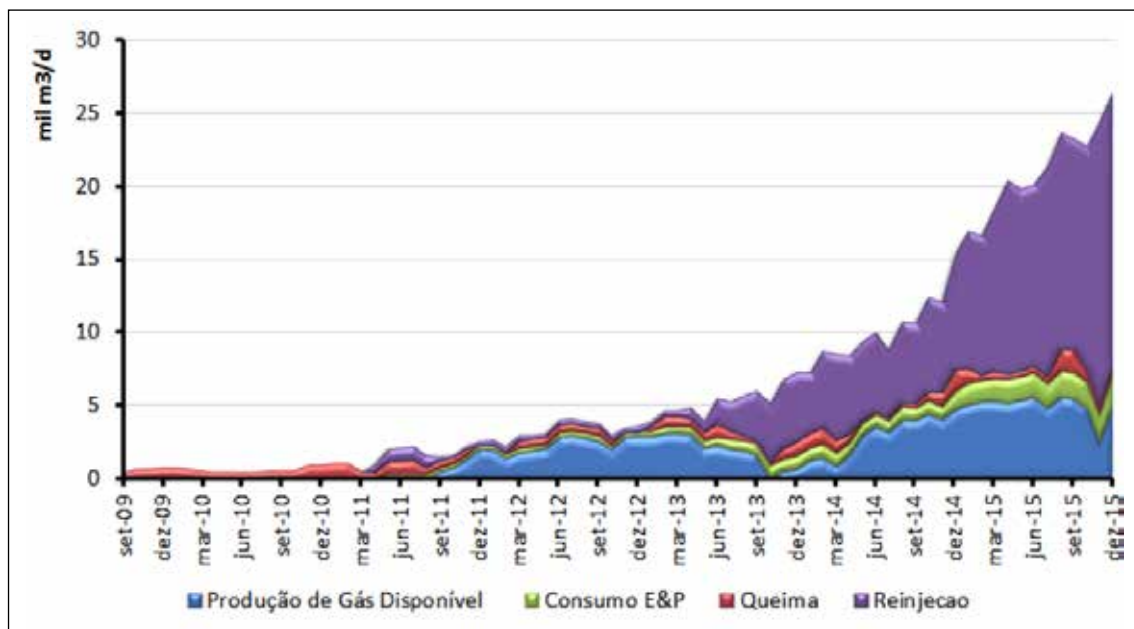
Fonte: Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, ANP (de Set 2014 a Dez 2015)

⁶ Break even representa o preço mínimo de atratividade econômica de um projeto de exploração e produção de petróleo.

Apesar da elevada produção, tanto de petróleo como de gás natural, os níveis de reinjeção têm se mantido bastante altos no Pré-Sal. Isto tem ocorrido em função de diferentes fatores: i) elevados índices de contaminação do gás natural por CO₂, que requer separação antes do escoamento do gás natural; ii) grande distância dos campos da costa, implicando em custos elevados de escoamento; iii) decisão operacional de reinjetar para aumentar a recuperação do petróleo.

No Gráfico 5, pode-se observar que enquanto a produção bruta de gás natural dos campos de Lula e Sapinhoá cresceu rapidamente superando os 25 mil metros cúbicos por dia (m³/d), em dezembro de 2015, a produção disponível permanece em torno de 5 mil m³/d desde meados de 2014, sendo que a maioria do gás é reinjetado. Hoje a reinjeção está em média de 60-70% e, considerando ainda a queima e o uso nas plataformas, o aproveitamento está entre 10-20%.

Gráfico 5 - Produção vs. reinjeção de gás natural no Cluster de Santos*



*Campos de Lula e Sapinhoá

Fonte: Elaboração própria com dados ANP.

O campo de Libra é um dos mais promissores do Pré-Sal, localizado na Bacia de Santos. A ANP estima que a produção de Libra possa chegar a um pico de 1,4 MMbp/d de petróleo e 40 MMm³/d de gás, e pode precisar de até 12 plataformas de produção. No entanto, a produção de gás natural disponível ainda é uma incógnita, devido a algumas especificidades desses recursos do campo. Já se sabe que Libra possui alto conteúdo de CO₂ (variando entre 45% e 68% dependendo da região do reservatório), o que já se configura como um desafio tecnológico a ser superado. O CO₂ que não for tecnicamente factível de separação será reinjetado juntamente com o gás natural, ou seja, o nível de aproveitamento do gás natural produzido pode ser muito baixo no campo de Libra.

O planejamento da Petrobras para escoar o gás do Cluster de Santos inclui a construção de três grandes gasodutos submarinos - Rota 1, Rota 2 e Rota 3 (Figura 2). A Rota 1 já está em operação desde 2011, liga os campos de Lula e Sapinhoá ao gasoduto existente Mexilhão-Caraguatatuba em São Paulo. O gasoduto de Lula-Mexilhão tem capacidade de transportar 10 milhões de m³/dia, mas poderia ser expandido a 15-20 milhões de m³/dia já que o trecho Mexilhão-Caraguatatuba já tem capacidade de transportar 20 milhões de m³/dia e a produção do polo de Mexilhão está em declínio. A UPGN de Caraguatatuba recebeu um “upgrade” para poder tratar o gás do Pré-Sal que é muito mais rico que o gás do polo de Mexilhão.

Em fevereiro de 2016, entrou em operação a Rota 2, com capacidade para escoar, diariamente, 13 milhões de m³/dia do Pré-Sal do cluster de Santos até o Terminal de Tratamento de Gás de Cabiúnas, em Macaé (RJ). Esse Terminal teve sua capacidade de processamento ampliada para 28,4 milhões de m³/dia, para poder receber o gás proveniente do Pré-sal da Bacia de Santos e, também, da Bacia de Campos. Com 401 quilômetros de extensão, o Rota 2 é o gasoduto submarino de maior extensão em operação no Brasil.

A Rota 3 vai ligar o campo de Búzios e outros campos da cessão onerosa ao Comperj em Itaboraí (RJ), onde está sendo construída uma UPGN. A Rota 3 está planejada para entrar em operação em 2018 (se não houver atrasos adicionais) e terá capacidade de escoar 18 milhões de m³/dia.

Figura 2 - Mapa das rotas de escoamento de gás natural do Pré-Sal



Fonte: Petrobras.

3.1.2 O Gás em Terra

As bacias sedimentares em terra, no Brasil, possuem elevado potencial, mas são ainda pouco exploradas. São mais de 7,5 milhões de km² de área sedimentar em 29 bacias, desse total, apenas 2,8 milhões de km² de áreas possíveis para a realização, exploração e produção (31% *offshore*, 69% *onshore*). Apenas 321 mil km² estão em concessão de E&P e desses apenas aproximadamente 21 mil km² estão na fase de desenvolvimento e produção.

A Bacia do Parnaíba é uma das mais promissoras do país e atualmente possui os campos *onshore* de maior produção de gás natural, no Brasil. Por ser um sistema isolado, a solução encontrada para monetizar os recursos da Bacia do Parnaíba foi um projeto *gas-to-power*, em que foi construída uma usina termelétrica, próxima aos campos de produção de gás natural. Como a infraestrutura de transporte de gás natural é escassa, esse modelo de negócios pode acabar se tornando uma solução viável, para monetizar os recursos das demais bacias sedimentares isoladas,

uma vez que o sistema de distribuição de energia elétrica é relativamente mais desenvolvido que a de gasodutos.

A Bacia do Solimões está localizada, na região amazônica, e é também isolada do restante do país. A solução encontrada na região foi a construção de um gasoduto para transportar o gás natural até a área urbana de Manaus, utilizando o gás tanto para a geração elétrica como para a indústria.

A Bacia do São Francisco vem sendo explorada há anos, mas devido restrições de licenciamento ambiental, para utilização do fraturamento hidráulico, os recursos descobertos não puderam ainda ser monetizados.

Existem importantes barreiras que precisam ser superadas, para que investimentos em exploração e produção de gás em terra, no Brasil, sejam incentivados e permitam o desenvolvimento do mercado de gás natural no interior do país⁷. As incertezas quanto ao processo de licenciamento ambiental, assim como os riscos regulatórios e institucionais elevados, tais como a ameaça de moratória e a judicialização da exploração do gás não-convencional, são barreiras importantes na decisão de investimentos em recursos *onshore* no país.

A viabilidade econômica dos projetos também é uma barreira, devido aos elevados custos, por falta de infraestrutura e baixo desenvolvimento da cadeia de fornecedores, além da dificuldade em financiar tais projetos, dado que, em geral, se tratam de empresas de pequeno e médio porte (CNI, 2015).

3.2 Metodologia para Projeção da Produção de Gás

A estimativa da produção futura de gás, no Brasil, foi feita a partir de duas metodologias complementares: uma para a produção do gás na área do Pré-sal do cluster de Santos e outra para o restante da produção em terra e *offshore* fora do cluster de Santos.

⁷ Estas barreiras foram avaliadas no estudo da CNI "Gás Natural Em Terra: Uma Agenda para o Desenvolvimento e Modernização do Setor. Ver CNI (2015).

3.2.1 Metodologia para o Pré-Sal de Santos

A metodologia desenvolvida para a projeção de produção dos campos do Pré-Sal no Cluster de Santos é elaborada de maneira distinta da projeção dos outros campos. Para os campos do Pré-Sal - Cluster de Santos, a projeção é realizada por plataforma de produção, e não por campo. Isso se deve ao fato de se tratarem de “mega campos”, que são/serão explorados em etapas com diversas plataformas num mesmo campo, entrando em operação, ao longo de vários anos. São incluídos aqui campos e áreas, em exploração, localizados no Polígono do Pré-sal, no chamado “Cluster de Santos” (que de fato estende-se na bacia de Santos e no sul da Bacia de Campos) e que são contratados sob diferentes tipos de regimes regulatórios (concessão, cessão onerosa, partilha de produção).

O modelo estima primeiro a produção de petróleo nesta área, baseada no número de plataformas previsto e na produção de cada plataforma, seguindo uma curva de produção com dois anos de *ramp-up*, três anos de *plateau* e declínio de 12% ao ano.

A partir da produção de petróleo é calculada a produção bruta de gás associado, usando uma premissa de relação gás-óleo (GOR), e sucessivamente é estimada a produção disponível de gás, usando premissas de taxa de reinjeção, queima e consumo nas plataformas.

Considerando as incertezas referentes a algumas premissas importantes, foram construídos três cenários: Base, Conservador, e Otimista. As premissas utilizadas em cada cenário estão descritas na Tabela 1. As premissas que diferenciam os cenários são principalmente três:

- i) O ritmo de entrada em operação das plataformas (que reflete o ritmo de investimento dos operadores);
- i) A relação gás-óleo (GOR) dos campos que ainda devem entrar em operação; e
- i) O volume de gás reinjetado.

Algumas premissas são constantes em todos os cenários delineados pelo modelo: nível de queima, 5%, um pouco maior que o valor máximo definido por regulação⁸; consumo nas plataformas, 10%, média histórica das plataformas de maior tamanho; e a taxa de declínio, a qual foi calculada através da análise de uma curva de produção típica.

Tabela 1 - Premissas dos cenários de produção do Pré-Sal

	CEN. BASE	CEN. CONSERVADOR	CEN. OTIMISTA
Investimentos			
• 2016-2020	• Alguns atrasos [*] em relação ao PNG 2015 da Petrobras (16 plataformas em 2020)	• Mais atrasos ^{**} em relação ao PNG 2015 da Petrobras (15 plataformas em 2020)	• Como no PNG 2015 da Petrobras (17 plataformas em 2020)
• 2021-2025	• 16 novas plataformas	• 15 novas plataformas	• 19 novas plataformas
Gas-to-Oil Rate (m ³ gás por m ³ óleo)	Lula 280 Sapinhoá 220 Outros 200	Lula 280 Sapinhoá 220 Outros 190	Lula 280 Sapinhoá 220 Outros 220
Reinjeção	Entre 60% e 50% nos primeiros 7 anos depois decresce	Entre 60% e 50% nos primeiros 10 anos depois decresce	Entre 60% e 50% nos primeiros 4 anos depois decresce
Outras premissas não "cenarizadas"	Queima: 5%	Uso nas plataformas: 10%	Taxa de declínio: 12%

* 5 plataformas atrasadas de 1 ano em relação ao Plano de Negócio 2015 da Petrobras.

**8 plataformas atrasadas de 1 ano em relação ao Plano de Negócio 2015 da Petrobras.

Fonte: Elaboração própria

3.2.2 Metodologia para o Pós-sal (inclui o Pré-Sal de Campos)

A metodologia desenvolvida no modelo de projeção para a produção de gás natural do Pós-sal, inclui todos os campos de produção e áreas em exploração de gás associado e não associado, nas bacias *offshore* e terrestres. A produção do Pré-Sal que não está localizada no Cluster de Santos está também incluída aqui. Isso se deve ao fato que na Bacia de Campos, a produção do Pré-Sal se dá em poços conectados a plataformas que também recebem petróleo e gás de poços do Pós-sal. Dessa forma, não é possível distinguir qual a parcela da produção daquele campo se refere aos recursos do Pós-sal da parcela do Pré-Sal, dado que nossos modelos são baseados em dados de produção, por campo e não por poço.

⁸ De fato, a regulação impõe um nível menor (4%) mas permite ultrapassar esse limite por um período limitado durante a fase de teste de uma nova plataforma.

Para os campos de gás associado, utilizamos como base a projeção de produção de petróleo e estimamos uma razão gás/óleo (GOR) para cada campo específico, a fim de calcular uma estimativa para a produção de gás natural. Conseguimos identificar certos padrões para tipos específicos de campos, de maneira que pudemos utilizar o mesmo GOR para campos similares. Essa metodologia é coerente, pois a produção bruta de gás natural nos campos associados depende da produção de petróleo. Por sua vez, a projeção de produção de petróleo foi estimada com base numa curva de produção típica, com 2 anos de *ramp-up*, 3 anos de *plateau* e declínio de 10%.

Para os campos de gás natural não associado, a projeção de produção é feita diretamente para o gás, usando uma curva de produção diferenciada, típica de campos de gás não associado, com *ramp-up* de 2 anos, *plateau* de 6 anos e declínio de 5%.

Para os campos em desenvolvimento, usamos informações disponíveis sobre a data prevista de início de produção, reservas declaradas, e pico estimado de produção, para projetar a curva de produção de cada campo para o horizonte de 2025.

Há também uma estimação feita para algumas áreas, ainda no período exploratório, mas com descobertas já declaradas.

Após o cálculo da produção bruta de gás natural, para todos os campos e áreas, é estimada a produção disponível, descontando uma porcentagem de queima, de reinjeção e de consumo da própria plataforma. As premissas utilizadas no modelo estão apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 - Premissas dos cenários de produção do Pós-sal

Premissa Produção Pós-sal (inclui Présal de Campos)*	
Campos de petróleo e gás associado <ul style="list-style-type: none"> - Existentes - Em desenvolvimento - Em análise - Yet-to-find 	Curva de produção com 2 anos de <i>ramp-up</i> , 3 anos de <i>plateau</i> e declínio de 10% a.a. GOR, reinjeção, queima e uso nas plataforma baseado em dados existentes do próprio campo ou de campos da mesma bacia (se campo em desenvolvimento)
Campos de gás não associado <ul style="list-style-type: none"> - Existentes - Em desenvolvimento - Em análise - Yet-to-find 	Curva de produção com 2 anos de <i>ramp-up</i> , 6 anos de <i>plateau</i> e declínio de 5% a.a. Reinjeção, queima e uso nas plataforma baseado em dados existentes do próprio campo ou de campos da mesma bacia (se campo em desenvolvimento)
Não Convencional	Não incluído nesta projeção

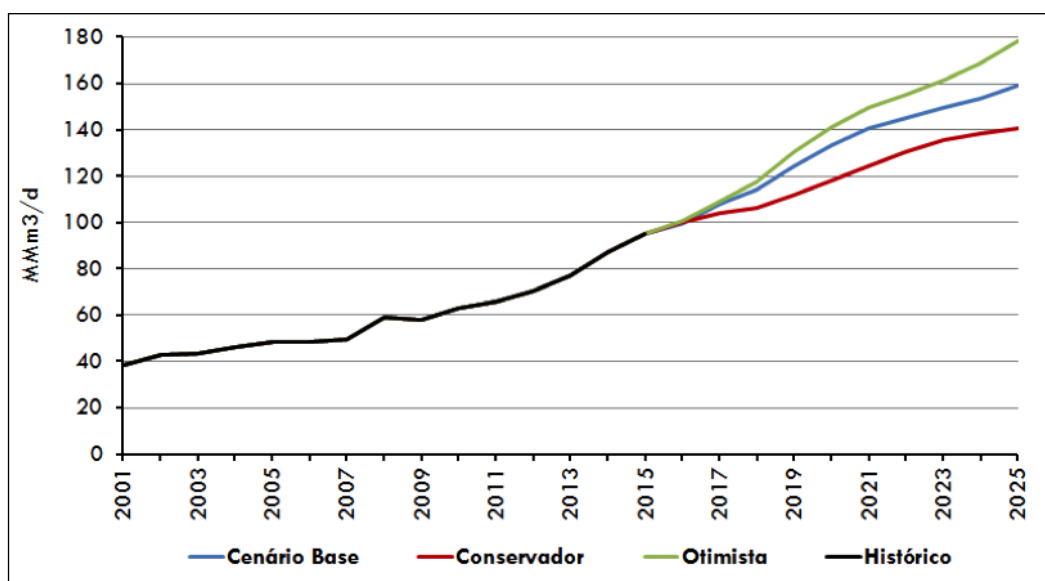
* *Yet-to-find* são reservas que poderão entrar em produção no prazo da projeção, mas que ainda não foram descobertas (elas poderão ser descobertas em áreas já licitadas que estão sendo exploradas ou em áreas ainda não licitadas que serão licitadas durante o período da projeção)

Fonte: Elaboração própria.

3.3 Projeções de Produção Doméstica

Nesta seção, apresentamos os resultados das projeções de produção de gás natural, usando a metodologia descrita anteriormente. No Gráfico 6, está representada a produção bruta de gás natural, no Pré-Sal do Cluster de Santos, como explicado anteriormente. Nossa projeção do Cenário Base é que a produção alcance aproximadamente 100 MMm³/d em 2025.

Gráfico 6 - Cenários de produção Bruta de Gás no Pré-Sal



Fonte: Elaboração própria.

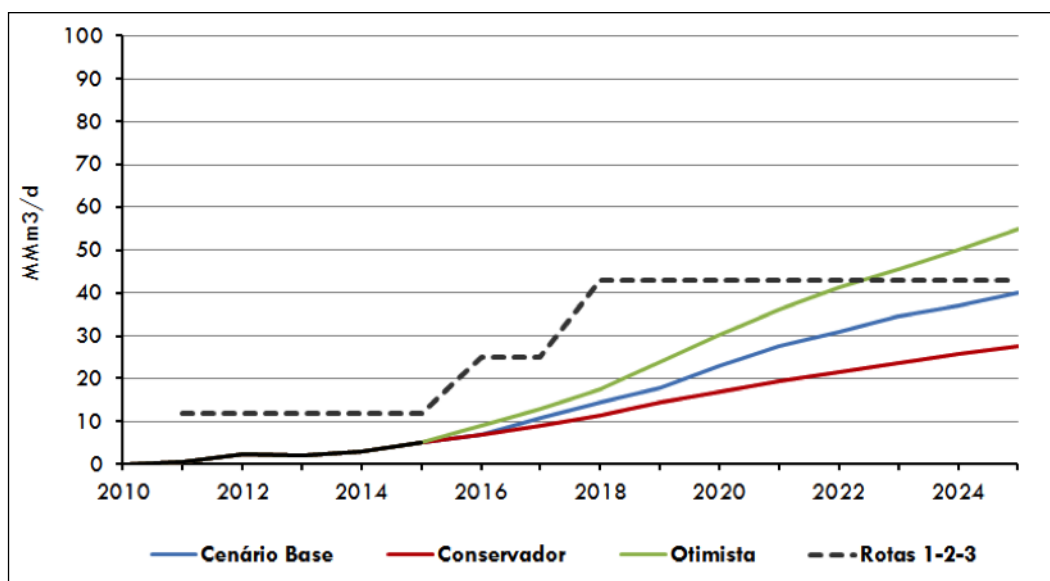
Ao deduzir o gás natural reinjetado, queimado e utilizado para consumo próprio, chegamos à produção líquida de gás natural, representada pelo Gráfico 7. No Cenário Base, a produção disponível de gás alcança o nível de 40 MMm³/d, em 2025. Ao considerar as capacidades dos gasodutos submarinos de escoamento existentes e planejados (ver Tabela 3), fica evidente que nos Cenários Base e Conservador não haverá necessidade de investimento em outras novas rotas, pelo menos até 2025. No entanto, no Cenário Otimista, já a partir de 2022, será necessário um novo gasoduto de escoamento, além dos primeiros três. Já está em discussões iniciais um projeto de Rota 4.

Tabela 3 - Rotas de escoamento de gás natural do Pré-Sal

	Capacidade (MMm³/d)	Lugar de chegada (UPGN)	Data de entrada em operação
Rota 1	10-20	Caraguatatuba (SP)	2011
Rota 2	13	Cabiúnas, Macaé (RJ)	2016
Rota 3	18	Comperj, Itaboraí (RJ)	2018
Total	41-51		

Fonte: Elaboração própria.

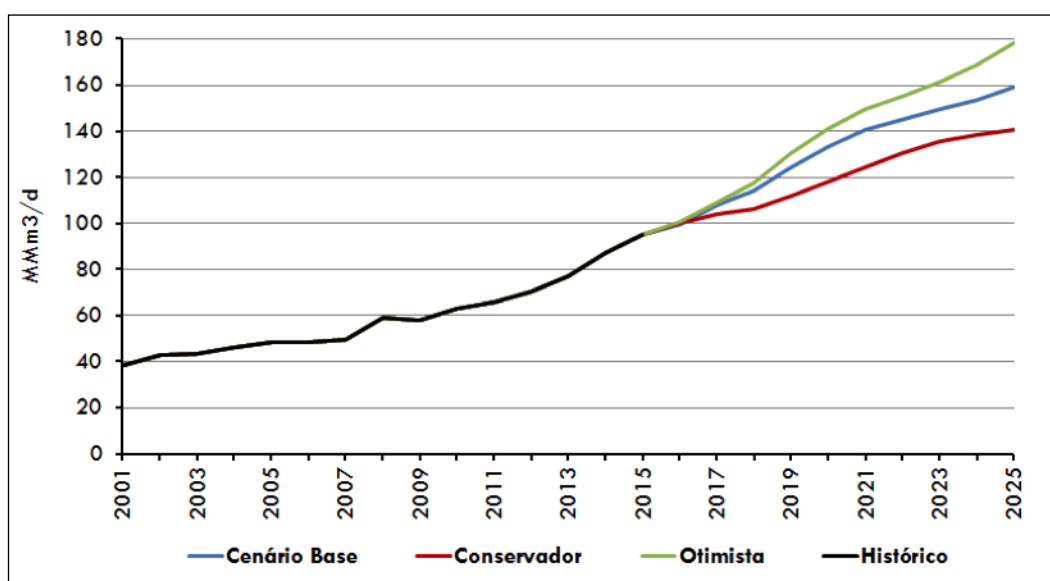
Gráfico 7 - Cenários de produção líquida* de gás no Pré-Sal



* Deduzindo reinjeção, queima e consumo próprio.
 Fonte: Elaboração própria.

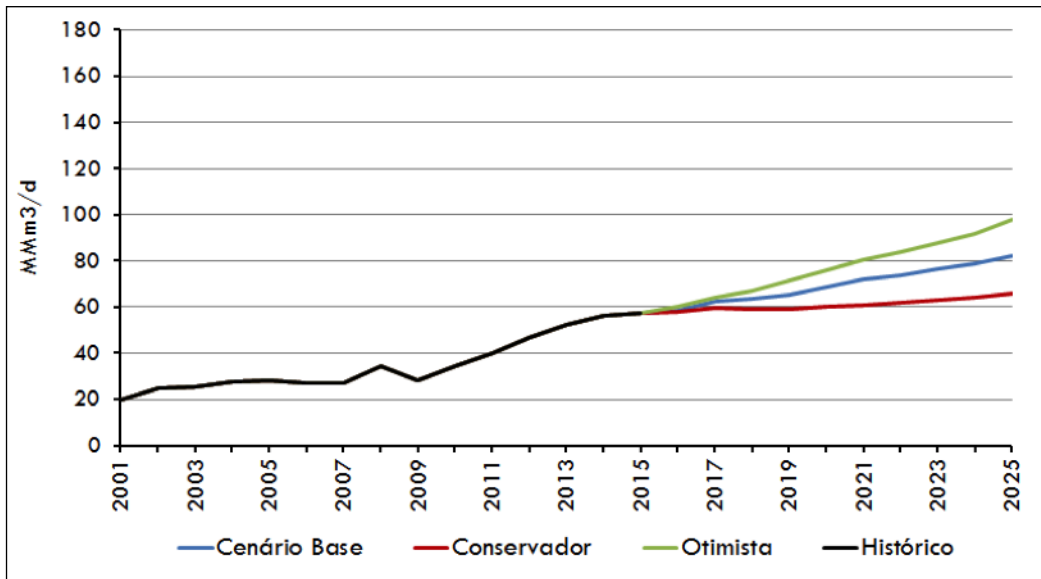
Nos Gráficos 8 e 9, apresentamos a projeção da produção bruta e líquida de gás natural total do Brasil, incluindo o Pós-sal e o Pré-Sal. O total esperado no Cenário Base é de 159 MMm³/d de produção bruta de gás natural, em 2025. Já a produção líquida de gás natural, no Cenário Base, alcançará 82 MMm³/d em 2025. Nos cenários conservador e otimista, a produção bruta varia entre 141 e 178 MMm³/d (Gráfico 8), enquanto a produção líquida varia entre 66 e 97 MMm³/d (Gráfico 9).

Gráfico 8 - Cenários de produção bruta de gás natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria.

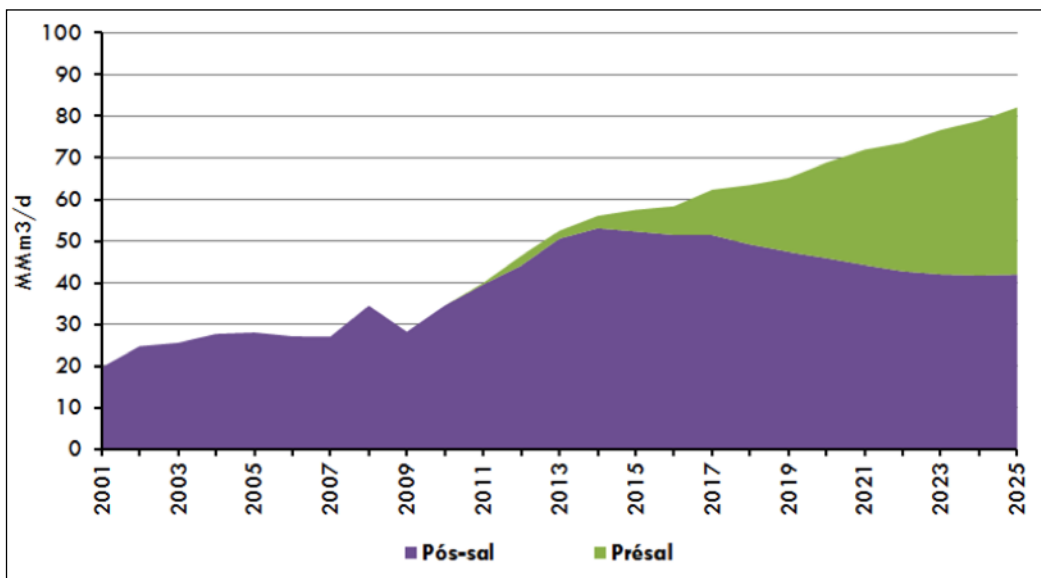
Gráfico 9 - Cenários de produção líquida* de gás natural no Brasil



* Deduzindo da produção bruta a reinjeção, a queima e o consumo próprio.
Fonte: Elaboração própria.

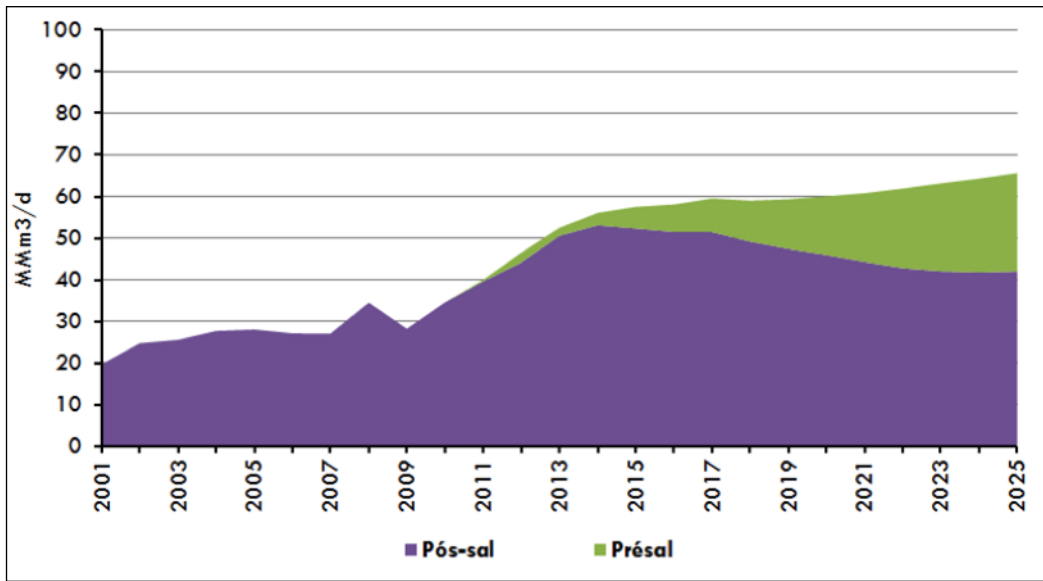
A contribuição do Pré-sal e do Pós-sal, nos cenários de produções disponíveis de gás, no Brasil, é apresentada nos Gráficos 10 a 12.

Gráfico 10 - Produção disponível de gás natural – Cenário Base



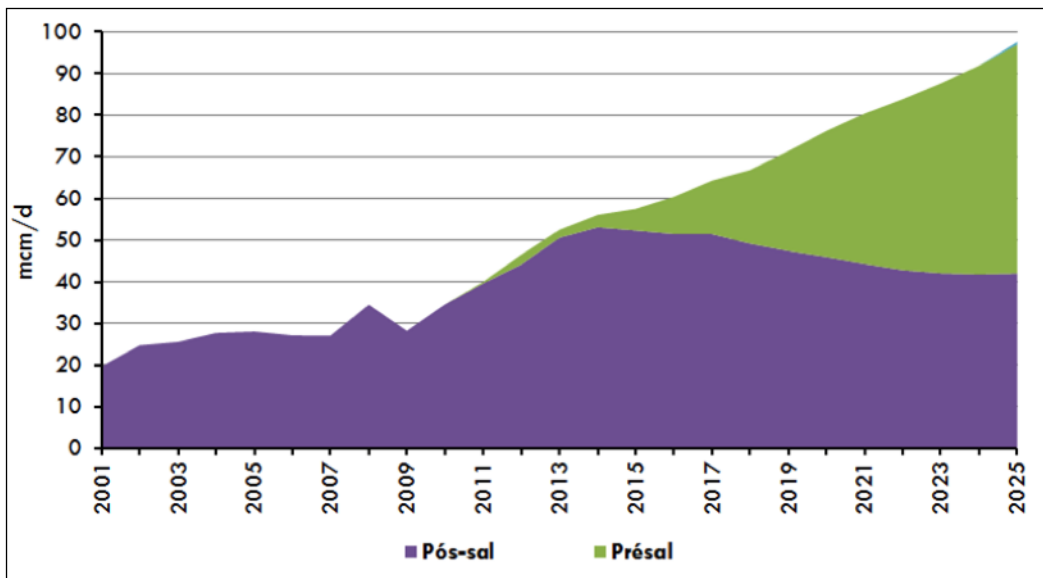
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 11 - Produção disponível de gás natural – Cenário Conservador



Fonte: Elaboração própria.

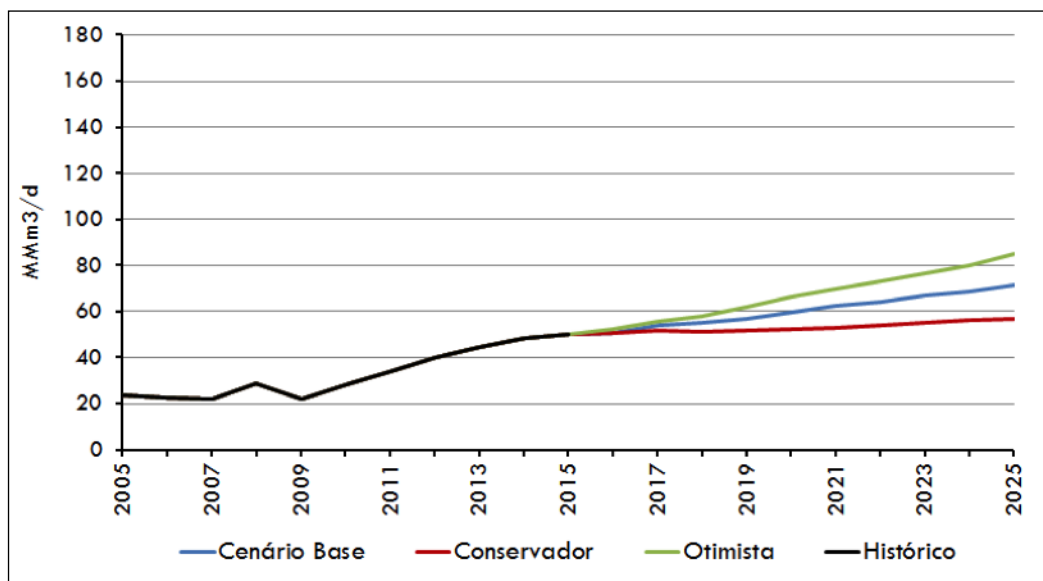
Gráfico 12- Produção disponível de gás natural – Cenário Otimista



Fonte: Elaboração própria.

Para se definir a oferta doméstica, é necessário descontar as perdas com o tratamento do gás nas UPGNs e com o transporte de gás natural da produção disponível, apresentada acima. Estas perdas foram estimadas em 13% da produção líquida. Desta forma, a oferta doméstica de gás natural em 2025 é estimada em 72 MMm³/dia no Cenário Base, podendo variar entre 57 e 85 MMm³/dia nos cenários conservador e otimista (Gráfico 13).

Gráfico 13 - Cenários de oferta nacional de gás ao mercado*

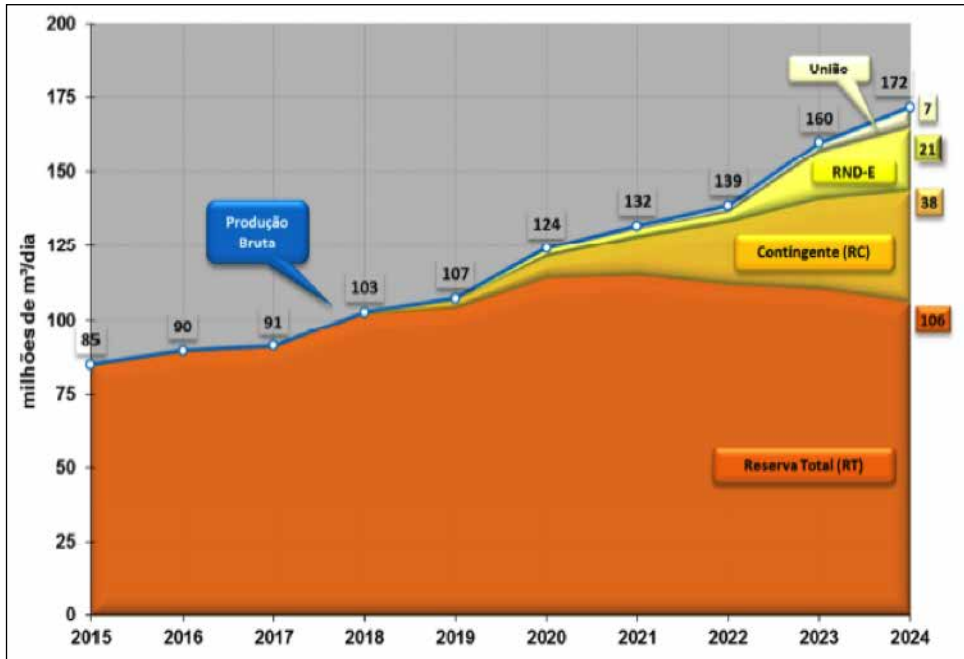


* Deduzindo da produção líquida as perdas das UPGN e as perdas e consumo no transporte.

Fonte: Elaboração própria.

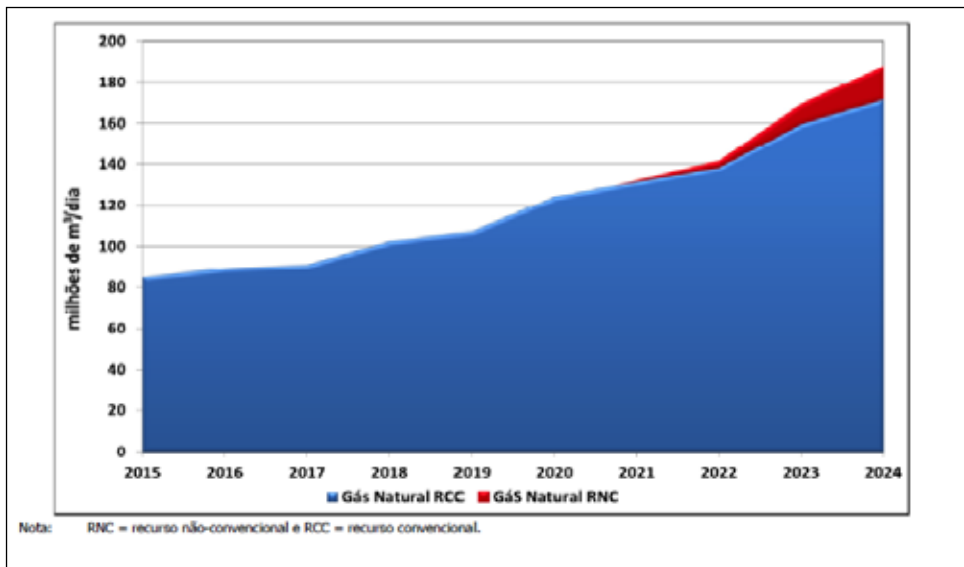
A título de comparação, os Gráficos 14 e 15 apresentam as últimas projeções realizadas pela EPE. Para a EPE, a produção bruta de gás natural deve alcançar 172 MM m³/dia em 2024, ou quase 188 MM m³/dia, considerando também o gás não convencional. Essa projeção é um pouco mais alta que o nosso Cenário Base que está em 160 MMm³/dia em 2025 (a nossa projeção não inclui gás não convencional neste horizonte).

Gráfico 14 - Produção bruta potencial nacional de gás natural convencional (PDE 2024)



Fonte: PDE 2024.

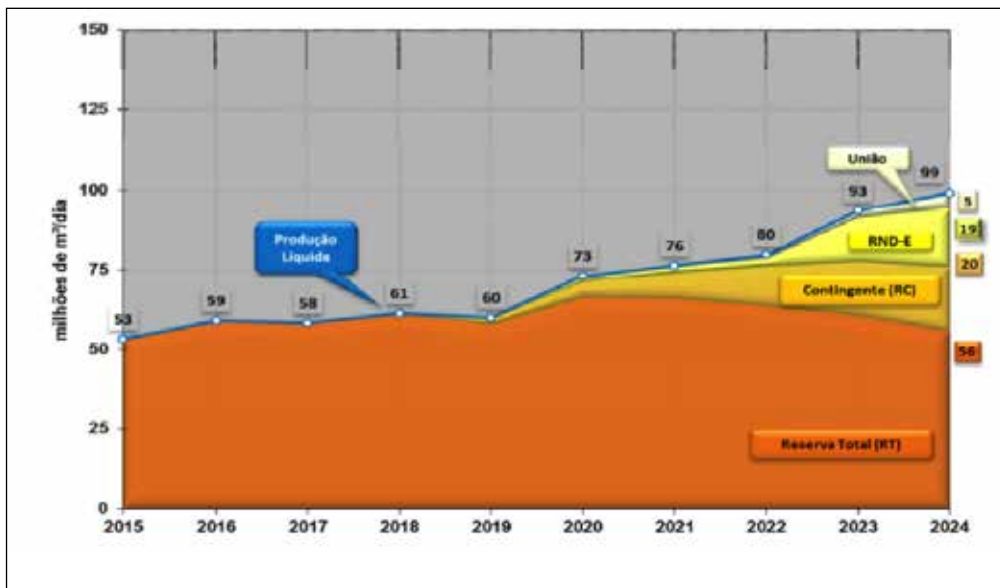
Gráfico 15 - Produção bruta potencial nacional de gás natural, convencional e não convencional (PDE 2024)



Fonte: PDE 2024.

No Gráfico 16, está a produção líquida de gás natural estimada pela EPE. A expectativa é que a produção disponível alcance o nível de 99 MMm³/dia, em 2024, enquanto no nosso Cenário Base é de 82 MMm³/dia, em 2025.

Gráfico 16 - Produção líquida potencial nacional de gás natural convencional – PDE 2024 (MMm³/d)



Fonte: PDE 2024.

4 O BALANÇO ENTRE OFERTA E DEMANDA NO BRASIL

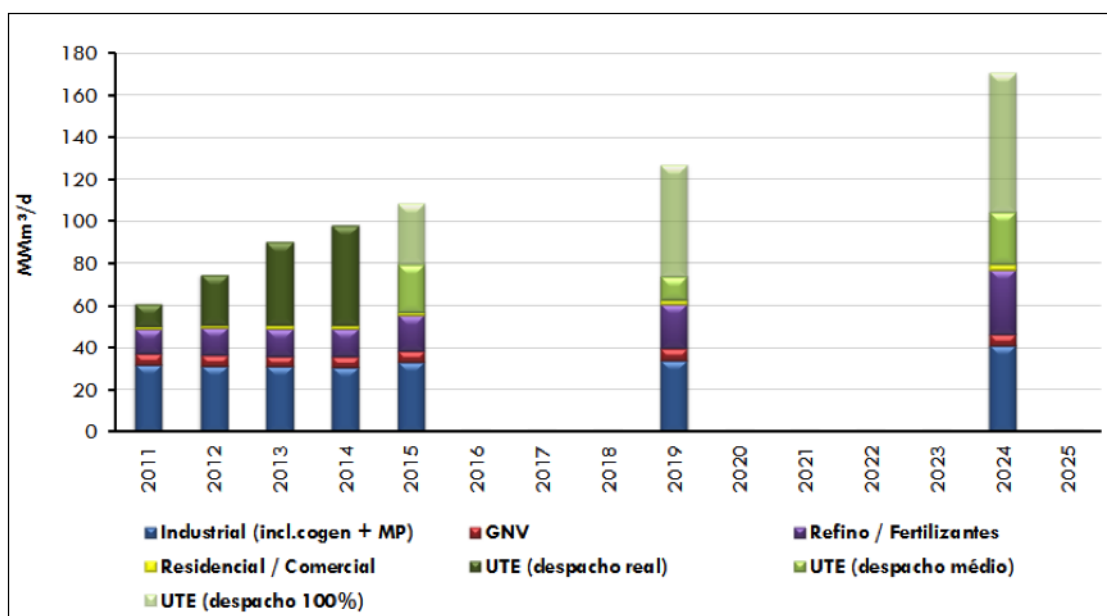
O Gráfico 17 apresenta a demanda de gás natural estimada pela EPE no PDE 2024. Segundo o PDE, a demanda potencial de gás, no Brasil, vai aumentar de 108 MMm³/dia, em 2015 para 171 MMm³/dia, em 2024. Esta é uma demanda potencial máxima que considera o despacho máximo das térmicas a gás. Grande parte deste crescimento está associado à expansão do parque termelétrico a gás natural. O PDE estima um aumento da capacidade de geração térmica a gás natural de 10 GW (dos atuais 11 GW para 21 GW, em 2024). Deste total, 4 GW já foram contratados nos leilões da ANEEL.

A previsão da EPE para a expansão do parque térmico pode ser considerada conservadora, se levarmos em conta o contexto atual de competitividade das térmicas a gás, nos últimos leilões de energia, no mercado regulado. Com a recente queda do preço do GNL, no mercado internacional, muitas empresas estão apresentando projetos para térmicas supridas a GNL nos leilões. Os projetos cadastrados para o Leilão de A-5 realizado em 29 de abril de 2016 somaram 18.741 MW.

O Gráfico 17 também mostra a demanda média esperada pela EPE, que considera a média prevista anual do despacho das térmicas. O PDE considera que o nível de despacho térmico irá cair de forma importante, a partir de 2015. Consideramos esta hipótese muito otimista para o atual contexto do

mercado elétrico nacional. No ano de 2015, o despacho das térmicas a gás continuou perto do seu máximo. Dado o histórico recente de operação do setor elétrico e a expansão esperada deste setor, não existe espaço para quedas importantes, no nível do despacho a curto prazo, como apontado na projeção da EPE.

Gráfico 17 - Projeção da Demanda de Gás PDE 2024



Fonte: Elaboração própria com dados MME e EPE

Considerando a previsão de demanda do PDE e as projeções de produção doméstica apresentadas na Seção 3, fica claro que o Brasil não está caminhando para uma redução da dependência externa, no suprimento de gás natural. Pelo contrário, a atual dependência de 50%, na oferta de gás, para o mercado, pode inclusive aumentar, dependendo do cenário de oferta doméstica líquida e do despacho térmico considerado.

Nos gráficos a seguir (18, 19, 20), comparamos a previsão de demanda da EPE (PDE 2024)⁹ com nossos cenários de oferta de gás nacional (ver Gráfico 13 acima¹⁰).

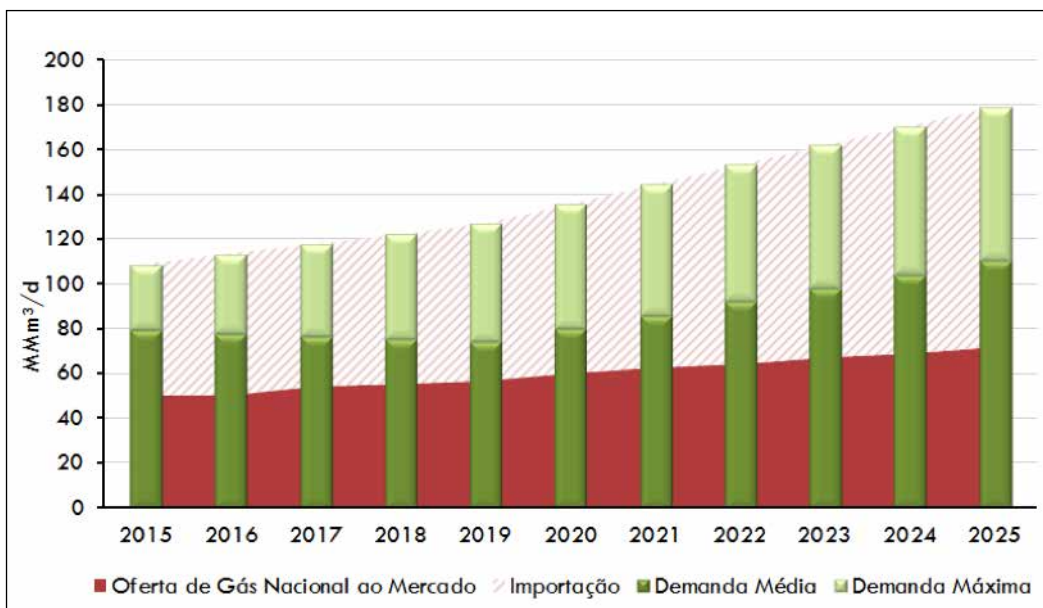
⁹ A demanda projetada pela EPE até 2024 foi extrapolada até 2025.

¹⁰ Lembrando que a oferta de gás nacional ao mercado é igual à produção líquida menos as perdas de volume nas UPGN e o uso de gás/perdas no transporte, que somam aproximadamente de 13% da produção líquida.

O Gráfico 18 apresenta o balanço de oferta (cenário base) e demanda. Neste cenário, a dependência externa sobe para um patamar de 60% em 2015, considerando um despacho térmico máximo. Mesmo no cenário de baixo despacho médio das térmicas, o Brasil ainda precisaria importar 39 MMm³/dia, em 2025, para complementar a oferta de gás nacional. Ou seja, este estudo aponta que o Brasil continuará dependente de importações de gás por meio de contratos firmes no horizonte de 2025.

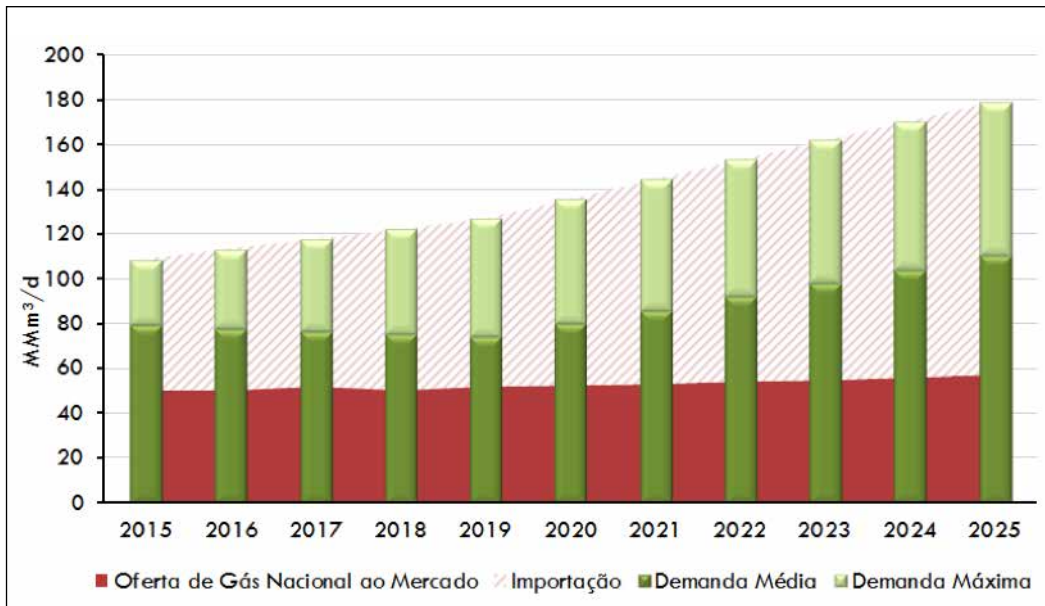
Nos cenários, conservador e otimista, de oferta de gás nacional (Gráficos 19 e 20), o Brasil continua dependente de importações de gás através de contratos firmes para atender a demanda de despacho mínimo esperado. Este montante varia entre 25 MMm³/dia para o cenário otimista e 53 MMm³/dia, no cenário conservador.

Gráfico 18 - Balanço Oferta Nacional vs. Demanda - Cenário Base



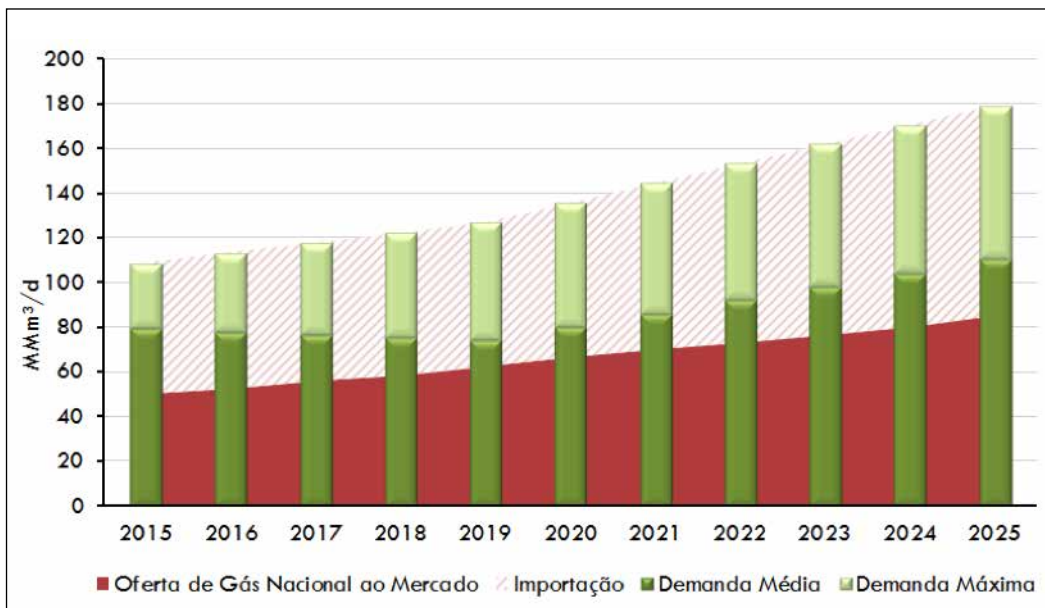
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 19 - Balanço Oferta Nacional vs. Demanda - Cenário Conservador



Fonte: Elaboração própria

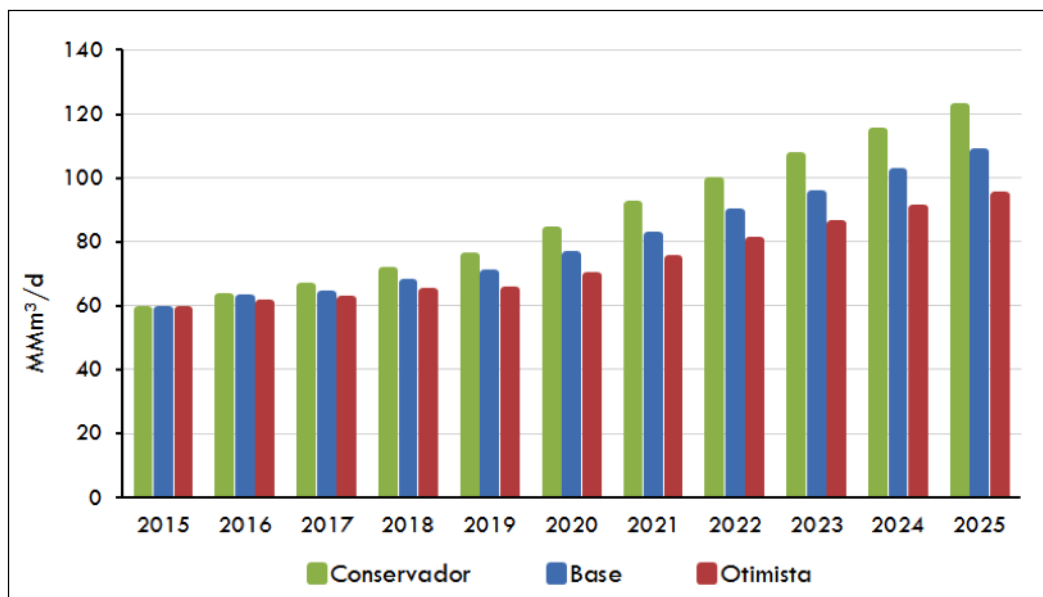
Gráfico 20 - Balanço Oferta Nacional vs. Demanda - Cenário Otimista



Fonte: Elaboração própria.

No contexto de despacho térmico máximo, as importações esperadas variam entre 94 e 122 MMm³/dia, em 2025. Para efeito de comparação, em 2014 o Brasil importou 47 MMm³/dia e teve um dispêndio total de US\$ 7,1 bilhões. Ou seja, o Brasil corre o risco de mais que dobrar suas importações de gás nos próximos 10 anos com impactos muito importantes para a balança comercial do país.

Gráfico 21 - Importação Máxima de Gás Natural (Média Anual) (em função do cenário de oferta)



Fonte: Elaboração própria.

Os cenários avaliados acima deixam claro que o Brasil precisará continuar importando gás natural. O contrato de importação de gás boliviano vence em 2019. A Bolívia teve um papel fundamental no suprimento de gás importado para o Brasil nos últimos 16 anos. Dependendo das condições da renovação do contrato com a Bolívia, o Brasil poderá garantir uma oferta de gás importado em melhores condições que as obtidas no mercado internacional de GNL. Em particular, a Bolívia é uma fonte importante de oferta de gás para o segmento industrial que tem uma demanda do produto mais firme que o segmento termelétrico.

A próxima seção, deste estudo, avalia as condições do mercado de gás Boliviano e as perspectivas e condicionantes para a renovação do contrato de gás importado para o Brasil.

5 OFERTA FUTURA DE GÁS BOLIVIANO

A construção do gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL) inaugurou uma nova fase nas relações políticas e comerciais entre os dois países. Pelo lado boliviano, o início das exportações de gás natural para o Brasil viabilizou a expansão dos investimentos, nas atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos, ao dar a escala que o incipiente mercado doméstico necessitava. Ao longo dos últimos 15 anos, as relações comerciais entre Brasil e Bolívia se consolidaram, em torno do gás natural de forma que, em 2015, as importações bolivianas desse produto corresponderam a 30% da oferta total do mercado brasileiro.

A partir de 2006, com a descoberta das reservas, na área do Pré-sal, projetou-se uma autossuficiência, no mercado de gás natural. O que se verificou até o momento, contudo, foram grandes dificuldades técnicas e econômicas de aproveitamento dos vultosos recursos do *cluster* do Pré-sal, o que mantém a dependência brasileira das importações da Bolívia, pelo menos no curto e médio prazo. Nesse contexto, a análise do comportamento futuro da produção de gás natural, no país vizinho, mostra-se essencial para o futuro da indústria de gasífera no Brasil.

Com esse objetivo, esta seção divide-se em 5 partes. Primeiramente, serão analisadas as mudanças

institucionais e regulatórias ocorridas na Bolívia, desde 1996, que culminaram com a nacionalização da indústria de gás natural, no país. A segunda parte analisa o atual estágio de desenvolvimento da atividade de produção de gás, na Bolívia e as estimativas de oferta até 2026. Posteriormente será analisada a evolução da demanda de gás natural no mercado boliviano, o que permitirá fazer um balanço entre oferta e demanda, na quarta seção. Por fim, a quinta seção, avalia qual deve ser o adicional de investimento na atividade de E&P necessário para a renovação do contrato com o Brasil, a partir de 2019.

5.1 Evolução Recente da Regulação da Indústria de Gás Natural Boliviana

A estrutura regulatória e institucional, na Bolívia, pode ser dividida em duas fases distintas nos últimos 20 anos. Entre 1996 e 2006, o objetivo do arcabouço regulatório adotado pelo governo Boliviano era promover os investimentos estrangeiros, na indústria de petróleo e gás do país. Nesse sentido, adotou-se uma regulação com orientação liberal buscando atrair o interesse de companhias internacionais. A partir de 2006, contudo, o governo Boliviano redefiniu sua estratégia de desenvolvimento da indústria de gás, a partir de um maior controle estatal. Sendo assim, a partir daquele ano verificou-se, no país, uma completa mudança no arcabouço regulatório marcado, principalmente, pela reestatização do setor de exploração e produção de hidrocarbonetos. Após 10 anos do processo de nacionalização da indústria de gás na Bolívia e da consequente estagnação das reservas do país, o governo boliviano dá, atualmente, sinais de interesse em um novo ciclo de investimento privado no país. Nesse contexto, a estrutura regulatória boliviana parece caminhar no sentido de uma maior flexibilização do monopólio da YPFB. A atual discussão sobre a Lei dos incentivos caracteriza essa nova fase do arcabouço regulatório do país.

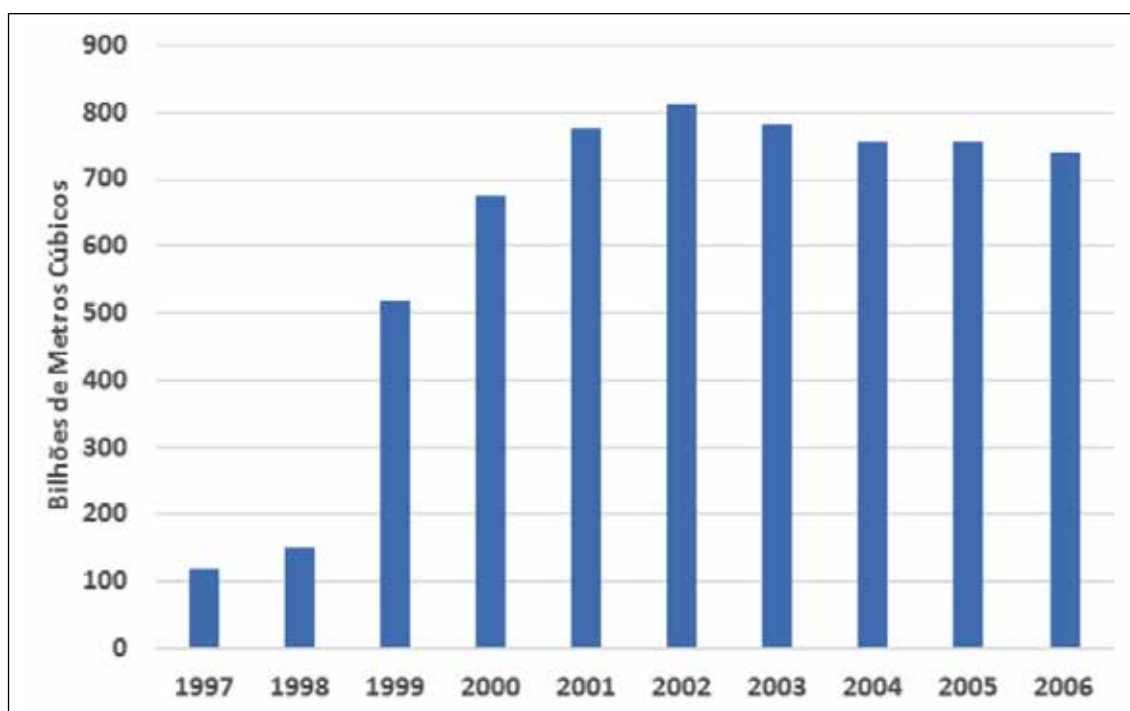
5.1.1 1996 a 2006: Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural na Bolívia

A lei de Hidrocarburos de 1996 (lei n. 1689) buscou promover a abertura da IGN boliviana, estabelecendo os princípios regulatórios do setor de petróleo e gás natural. A regulação do *upstream* da cadeia de petróleo e gás ficou sob a responsabilidade do vice-ministério de Energia e Hidrocarburos, enquanto o segmento *downstream* passou a ser regulado pelo SIRESE através da Superintendência de Hidrocarburos. Esta lei introduziu a competição na produção de gás, ao permitir a entrada de agentes privados através da concessão de áreas de exploração e da privatização dos ativos da empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), em 1996 e 1997.

Também em 1996, a Petrobras assinou um contrato para importação de gás da Bolívia que incluiu cláusulas do tipo *Take-or-pay*, com volumes mínimos de retiradas que iriam crescendo no tempo. A Petrobras assumiu o compromisso de retirar um volume mínimo de 8 MMm³/dia, no início de 2000. Este volume mínimo foi crescendo gradualmente até atingir 24 MMm³/dia, no início de 2004. Para garantir a oferta de gás boliviano, foi necessário um grande fluxo de investimento no setor de exploração e produção de gás, na Bolívia, para viabilizar o aumento das reservas e produção, para um patamar compatível com os compromissos de exportação assumidos com o Brasil.

O arcabouço institucional e regulatório do setor de gás natural implementado, na Bolívia, através da Lei de Hidrocarburos de 1996 (lei n. 1689) resultou num grande afluxo de investimentos estrangeiros na exploração e desenvolvimento de reservas de gás natural. Com a inauguração do gasoduto Brasil-Bolívia, as empresas detentoras de áreas de concessão intensificaram seus esforços para a identificação de novas reservas. O resultado deste esforço foi o elevado aumento das reservas provadas e prováveis na Bolívia entre 1996 e 2002.

Gráfico 22 - Bolívia: Evolução das Reservas Provadas entre 1996 e 2006



Fonte: Elaboração própria a partir de IBP Statistical Review 2015

5.1.2 Crise Política e Nacionalização do Gás

Apesar do rápido crescimento das reservas e da produção de gás natural, após o processo de abertura do setor, o suporte político, na Bolívia, para as reformas liberais deteriorou-se rapidamente, ao longo dos anos 2000. A crescente contestação do modelo econômico do país levou a desestabilização política e a consequente queda do Presidente Gonzalo Sanchez de Lozada, em 2003. Em um esforço para reduzir o conflito político, o Presidente Carlos Mesa, que assumiu após a queda de Sanches de Lozada, convocou um referendo para 18 de julho de 2004 sobre a nacionalização da indústria de hidrocarbonetos.

Nesse sentido, em 2004, foi aprovada, em referendo, a nacionalização da indústria de gás e petróleo, na Bolívia. As incertezas a respeito da condução e do modelo de nacionalização a ser adotado levaram as companhias em operação, no país, a revisarem seus investimentos exploratórios, o que reverteu a trajetória de crescimento das reservas provadas de gás natural, já a partir de 2003, como pode ser visto no Gráfico 22.

Entre 2004 e 2006, as empresas internacionais, em operação na Bolívia, tentaram negociar com os agentes políticos, responsáveis pela transição do modelo regulatório, um processo de nacionalização que mantivesse a atratividade para os investimentos privados. Contudo, o processo político boliviano acabou desembocando no pior cenário possível para as empresas internacionais.

Uma nova Lei de Hidrocarbonetos foi promulgada, em maio de 2005, criando um imposto adicional aos *royalties*, no valor de 32% da receita dos campos¹¹. Além disso, a lei impôs a renegociação de todos os contratos de concessão em vigor, tendo o Estado Boliviano, via a empresa estatal YPFB, retomado a propriedade dos recursos. Nesse contexto, as empresas internacionais se tornaram prestadoras de serviços para a YPFB.

No dia primeiro de maio de 2006, foi emitido o Decreto Supremo nº 28.701 pelo presidente eleito Evo Morales, pelo qual foram revertidas as privatizações ocorridas nos anos de 1990, no setor de Hidrocarbonetos. Pelo Decreto, as empresas privadas, Andina e Chaco, deveriam ser incorporadas à YPFB, retornando ao controle do Estado. Da mesma forma, as empresas em operação no *downstream* (Transredes, as duas refinarias da Petrobras e a Companhia Logística de Hidrocarburos Boliviana) foram obrigadas a vender ao governo 51% das suas ações. O governo ainda ampliou de 50% para 82% os impostos sobre os grandes campos de gás natural.

A total revisão do arcabouço institucional do setor de gás natural na Bolívia, bem como a instabilidade política que se instalou no país, teve as seguintes implicações:

- i) Criação de um ambiente instável e hostil para a viabilidade econômica dos investimentos no setor de gás natural; e
- i) Surgimento de incertezas quanto à capacidade da Bolívia de cumprir com seus compromissos relativos ao suprimento de gás para o Brasil e para a Argentina.

A radicalização do processo político de nacionalização das reservas, pelo

¹¹ Os *royalties* sobre a produção de petróleo e gás eram de 18% do valor da produção.

governo Boliviano, consistiu em um revés importante para o planejamento energético brasileiro. Em 2005, a ANP havia retomado as discussões com os agentes do setor de gás, visando expandir o gasoduto Bolívia Brasil. Em 13 de março de 2006, após a aprovação da ANP, a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil – TBG publicou o Regulamento do Concurso Aberto (CPAC 2006), que estabeleceu as condições e etapas do processo de contratação de nova capacidade de transporte entre a Bolívia e o Brasil¹². No dia 24 de março de 2006, seis empresas (BG, Pan American Energy, Tucunaré Empreendimentos e Participações, Repsol, Total e Petrobras) manifestaram interesse de contratar nova capacidade de transporte totalizando 36,09 milhões m³/dia. No entanto, após o decreto do dia primeiro de maio, as seis empresas desistiram de participar do concurso aberto e o processo de duplicação do GASBOL foi interrompido.

5.1.3 Reformas Recentes na Bolívia

Recentemente, o governo boliviano se conscientizou das consequências negativas da reduzida atratividade do setor de petróleo e gás natural, no país. A dependência da Bolívia, em relação às importações de petróleo e derivados, vem aumentando, enquanto a capacidade de exportação de gás natural vem sendo ameaçada pela deterioração das reservas. Nesse sentido, na ausência de um substituto à altura do gás natural, na pauta de exportação do país, o governo boliviano começa a se preocupar com os impactos que a redução dos níveis de investimento, no setor de hidrocarbonetos, pode trazer tanto para o balanço de pagamento, quanto em suas receitas fiscais, uma vez que a arrecadação de impostos sobre a produção de gás natural mostra-se como principal fonte de financiamento do estado boliviano.

Além dos possíveis impactos fiscal e cambial, a deterioração das reservas de gás natural na Bolívia compromete o modelo de crescimento adotado pelo atual governo, que vem se sustentando nos setores industriais intensivos em gás natural e no fornecimento “social” do gás aos consumidores residenciais e comerciais. Nesse contexto, o governo boliviano vem desenvolvendo uma política de incentivos para modificar a trajetória declinante das suas reservas de gás natural. O objetivo das

¹² Confira ANP (2006a)

reformas pretendidas é reestabelecer a atratividade do setor de exploração e produção de gás natural e petróleo para o capital privado.

A primeira de diversas modificações legislativas específicas do setor de petróleo e gás natural foi o Decreto Supremo nº 2.298, de março de 2015, que limita bastante o direito da consulta aos povos indígenas e permite a exploração e produção em áreas da comunidade, até então proibidas. Dessa maneira, o processo de concessão de novos blocos exploratórios se torna mais ágil e menos burocrático e conflituoso.

Ainda na lógica de expansão das áreas de exploração, foi lançado o Decreto Supremo no 2.366, em maio de 2015, que autoriza a exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas de proteção ambiental condicionadas a incorporação e uso das tecnologias que acarretem os menores impactos possíveis ao meio ambiente. Ademais, foi aprovado o Decreto Supremo no 2.549, em outubro de 2015, que eleva o número de áreas reservadas à empresa estatal YPFB. Outro documento do pacote de medidas do governo boliviano é o Decreto Supremo no 2.368, de maio de 2015, que estabelece os mecanismos necessários para a construção e operação de gasodutos em projetos que se constituem como de “interesse nacional”.

Os decretos, acima mencionados, fazem parte da iniciativa do governo boliviano de atrair novos agentes internacionais para o país, que teve início em abril de 2014, com a Lei de Promoção do Investimento. O objetivo de tal lei é estabelecer um marco jurídico e institucional geral para a promoção dos investimentos, na Bolívia, através de incentivos específicos concedidos pelo Ministério de Desenvolvimento, que irá analisar os projetos e julgar os de maior interesse para o crescimento econômico do país. Os incentivos podem ser concedidos até um máximo de 20 anos, a depender do tempo de recuperação do investimento.

Uma medida que trará maior segurança jurídica aos investidores é a Lei 708, aprovada em junho de 2015, que se refere às normas de arbitragem e conciliação de diferentes setores da economia. A nova lei regula a conciliação e arbitragem, que atuam como meios alternativos de resolução de conflitos emergentes das relações contratuais ou extracontratuais. Através da norma, se reconhece a participação da decisão arbitral estrangeira.

Em relação ao setor de hidrocarbonetos, a Lei de Incentivos à Exploração (Ley de Incentivos a la Exploración y Explotación Hidrocarburífera, aprovada no Senado em 5 de dezembro de 2015), mostra-se como um importante mecanismo de atração de investimento. A lei prevê a criação de um fundo que será financiado por uma fração de 12% do IDH (imposto sobre a produção de gás natural e petróleo que é distribuído entre os estados, municípios, universidades e o fundo indígena).

O fundo servirá para financiar a concessão de incentivos na forma da garantia de um preço mínimo para a produção de petróleo e condensado associados à produção de gás natural. Nas regiões onde já há exploração de petróleo e condensados, o incentivo irá variar de US\$ 30 a 50 por barril dependendo do preço internacional do petróleo. Nas regiões produtoras não tradicionais, os incentivos irão variar de US\$ 35 a 55 por barril. O incentivo aplicado aos condensados associado à produção de gás natural terá duração entre 20 e 25 anos, enquanto os incentivos ao petróleo não têm prazo de duração definido (La Razon, 2015). A lei prevê ainda, a possibilidade de abertura da Bolívia para novos tipos de contratos a serem definidos pelo Ministério de Energía y Hidrocarburos, a fim de criar maior flexibilidade e atrair o capital estrangeiro.

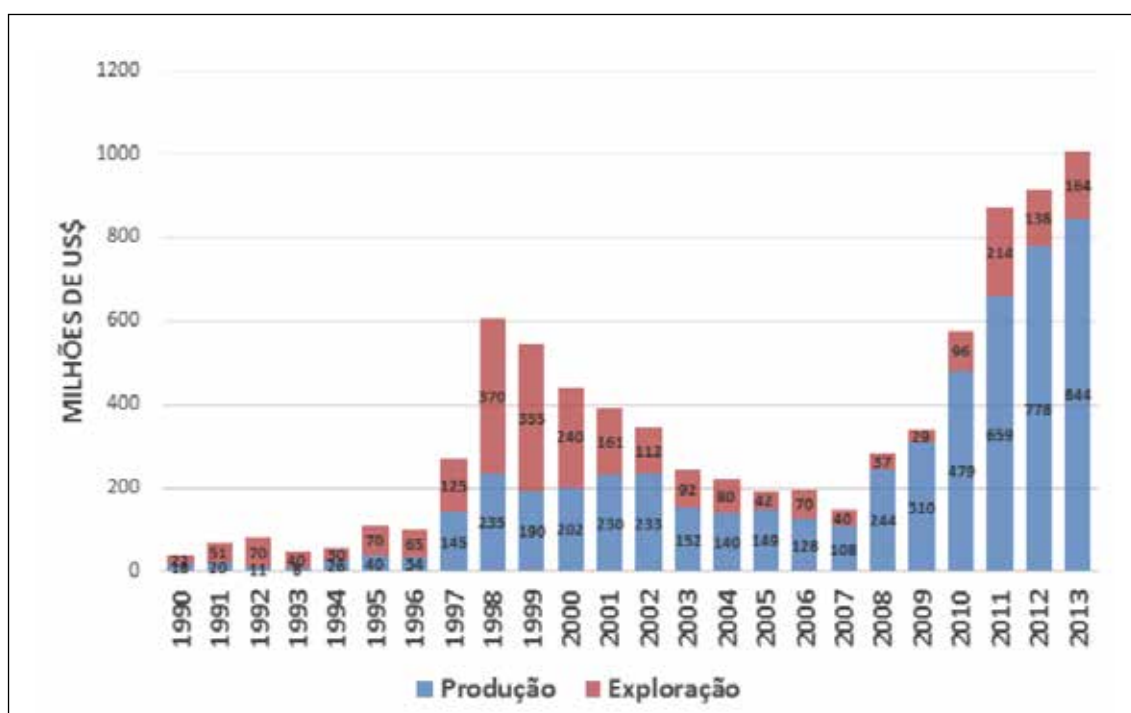
A YPFB espera que, com a aprovação da Lei de Incentivos, as reservas de gás natural do país irão aumentar, em cerca de 300 bilhões de metros cúbicos, nos próximos cinco anos, assim, irá dobrar as atuais reservas do país (ver gráfico 24). Além do gás natural, a lei incentiva, principalmente, a exploração de petróleo e condensados, cujo objetivo é diminuir a dependência externa do país.

5.2 Evolução Recente e Tendências da Oferta de gás Boliviana

A Bolívia tem uma longa história na indústria de gás natural. Desde a década de 1960 que o país produz e exporta gás natural para a Argentina. Entretanto, o grande salto da indústria boliviana de gás aconteceu na década de 1990, a partir do processo de reforma e a assinatura do contrato para exportação de gás para o Brasil. A partir de 1996, a produção de gás boliviano saltou de cerca de 7 MMm³/dia para cerca de 40 MMm³/dia em 2010.

Com a perspectiva de exportação de gás para o Brasil, muitas empresas internacionais decidiram investir na área de exploração de gás, no país. Os investimentos em E&P saltaram de cerca de US\$ 100 milhões, em 1996 para cerca de US\$ 600 milhões, em 1998. Estes investimentos viabilizaram novas descobertas permitindo um aumento muito grande das reservas provadas de gás.

Gráfico 23 - Evolução dos Investimentos em E&P na Bolívia



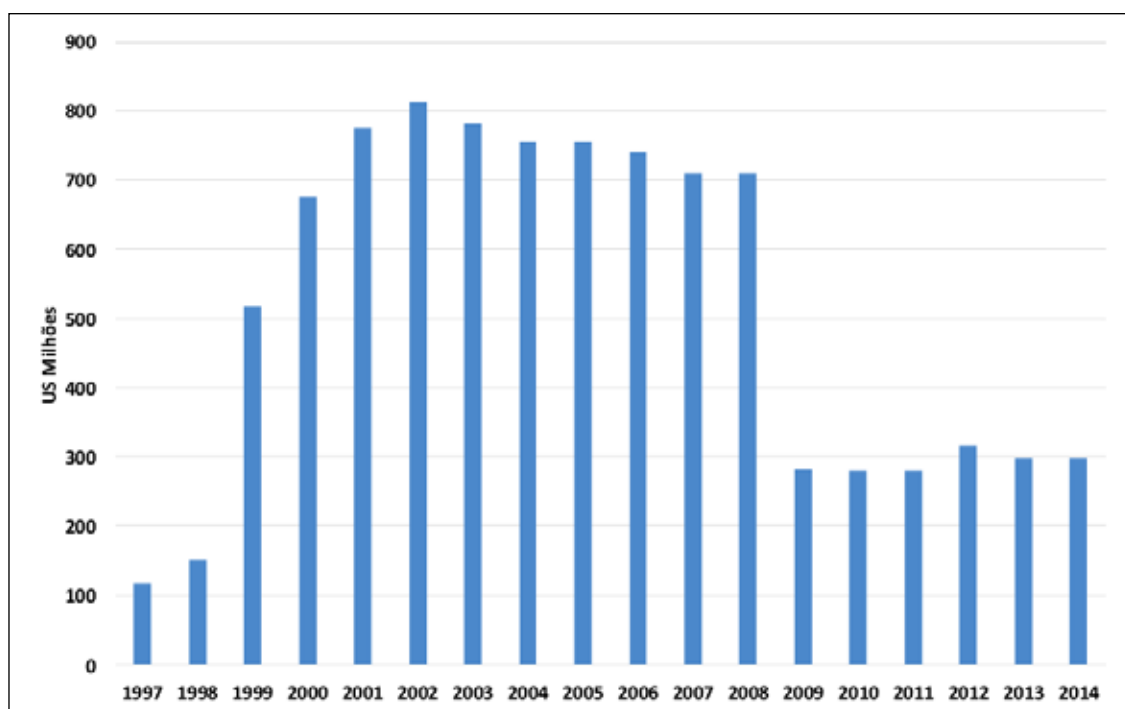
Fonte: Ministério de Hidrocarburos Bolívia

A partir de 1998, há uma redução dos investimentos em exploração, embora os investimentos em produção tenham se mantido relativamente constante até 2007. A partir da nacionalização da indústria de hidrocarbonetos na Bolívia, verifica-se um grande empenho da YPFB no incremento da produção de gás natural, não acompanhado pelo esforço de exploração. Isso se reflete claramente na mudança de composição dos gastos em E&P. Em 1999, 65% dos investimentos no E&P foram direcionados para a atividade de exploração, enquanto em 2013 esse percentual foi de apenas 16%, como pode ser visto no Gráfico 23.

O esforço exploratório do período anterior à nacionalização, resultou em um grande aumento das reservas provadas, que saltaram de cerca de 140 bmc, em 1996, para cerca de 850 bmc, em 2001. Entre 2001 e 2005, as reservas bolivianas continuaram a crescer em função de descobertas e reavaliação de dois campos gigantes (San Alberto e Sábalo). No entanto, a mudança do perfil dos investimentos, na atividade de E&P, começou a se refletir no declínio das reservas provadas de gás natural na Bolívia. Ademais, com o aumento das participações governamentais, as estimativas oficiais de reservas bolivianas, deixaram de ser confiáveis. Isto porque com a elevação dos impostos sobre o *upstream*, parte do volume que era considerado reservas provadas deixou de ser viável economicamente.

Nesse contexto, em 2009 o governo Boliviano contratou a empresa certificadora independente americana Ryder Scott para certificar as reservas do país. O resultado da certificação foi a redução das reservas provadas do país de 756 bcm, em 2005, para 280 bcm, em 2009. Nesse novo contexto, a relação reserva/produção da Bolívia que era de 65 anos, em 2005, passou para 23 anos, em 2009, e atualmente figura-se em 15 anos. Sendo assim, consideramos a necessidade de crescimento da produção para atender ao mercado doméstico e aos contratos de exportação, pois constata-se que este nível de reservas é muito pouco confortável para o governo boliviano.

Gráfico 24 - Evolução das Reservas Provadas de Gás na Bolívia



Fonte: BP – Statistical Review of World Energy, 2010.

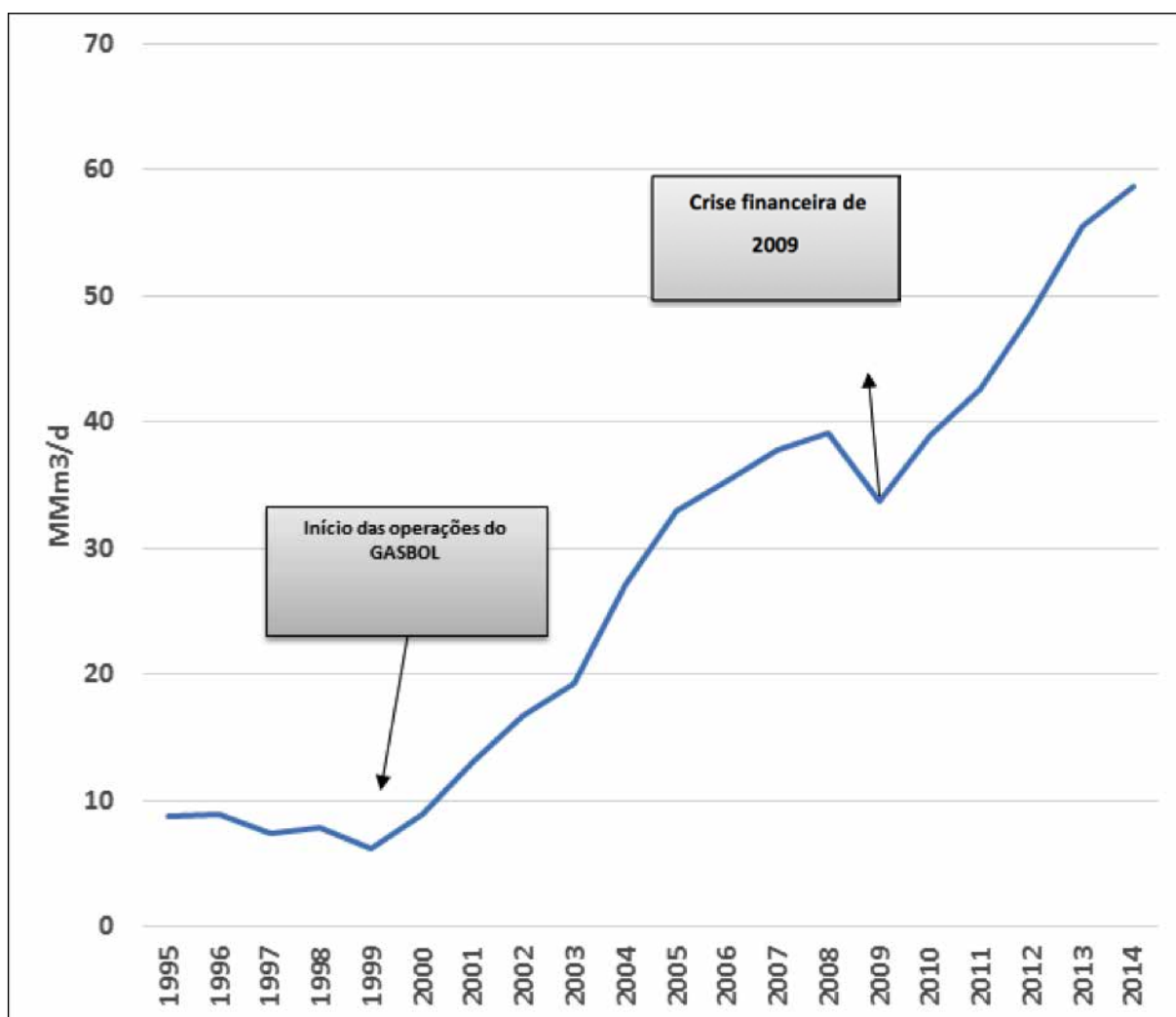
5.2.1 Produção Recente e suas Tendências

A trajetória de crescimento da produção de gás, na Bolívia, esteve condicionada ao crescimento das exportações de gás, em especial, para o Brasil. Nesse contexto, verifica-se que após o início das operações do GASBOL, em 1999, até 2007, a produção cresceu a uma taxa anual média de 26%, passando de 6 MMm³/d , em 1999, para 38 MMm³/d , em 2007. Em 2008 e 2009, o ritmo de crescimento da produção se reduziu, em função dos efeitos da crise financeira internacional sobre as exportações para o Brasil.

A partir de 2010, inicia-se um novo ciclo de crescimento da produção que, diferente do período de 1999 a 2007, não foi acompanhado pelo igual crescimento das reservas, o que coloca em dúvida a capacidade da Bolívia em manter o atual nível de crescimento da sua produção.

Em 2014, a oferta boliviana de gás natural foi de 50 MMm³/d . Deste total, cerca de 48 MMm³/d foram destinados aos contratos de exportação com o Brasil (33 MMm³/d) e a Argentina (15 MMm³/d). Em outros termos, somente 17% da oferta doméstica de gás natural foram destinados para o mercado interno boliviano.

Gráfico 25 - Evolução da produção de Gás na Bolívia

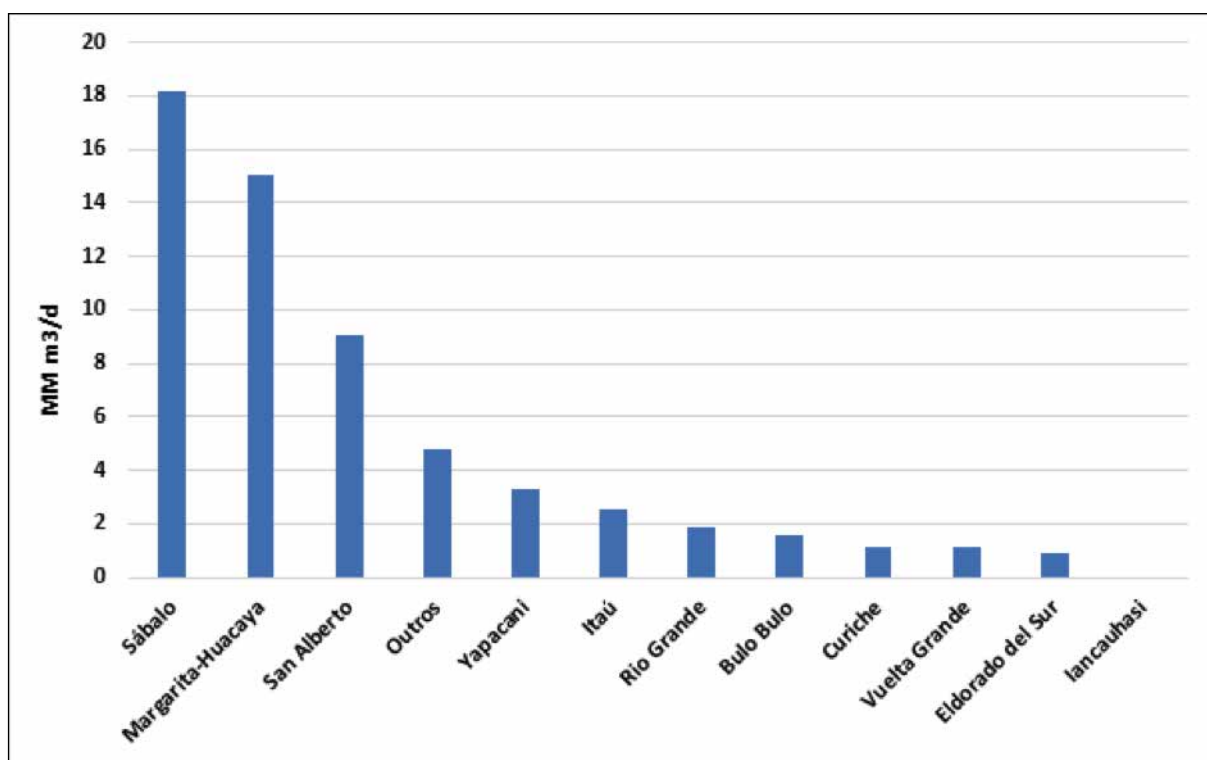


Fonte: BP, 2015

Apesar do elevado crescimento da produção de gás natural na Bolívia, a redução do nível de investimento, nas atividades de exploração, coloca uma sombra de incerteza sobre a capacidade do país em renovar seus contratos de exportação com o Brasil, após 2019. Nesse sentido, o objetivo dessa seção do estudo é estimar a oferta futura de gás natural boliviana até 2026.

O cenário de oferta de gás natural na Bolívia, para o período de 2015 a 2026, foi desenvolvido com base na análise do comportamento dos campos em operação, atualmente, mais o campo de Incauhasi que deverá começar a produzir em 2016. Os campos levados em consideração na análise da oferta futura de gás natural na Bolívia são listados, no Gráfico 26.

Gráfico 26 - Campos de Produção de Gás Natural na Bolívia



Fonte: YPFB, 2015

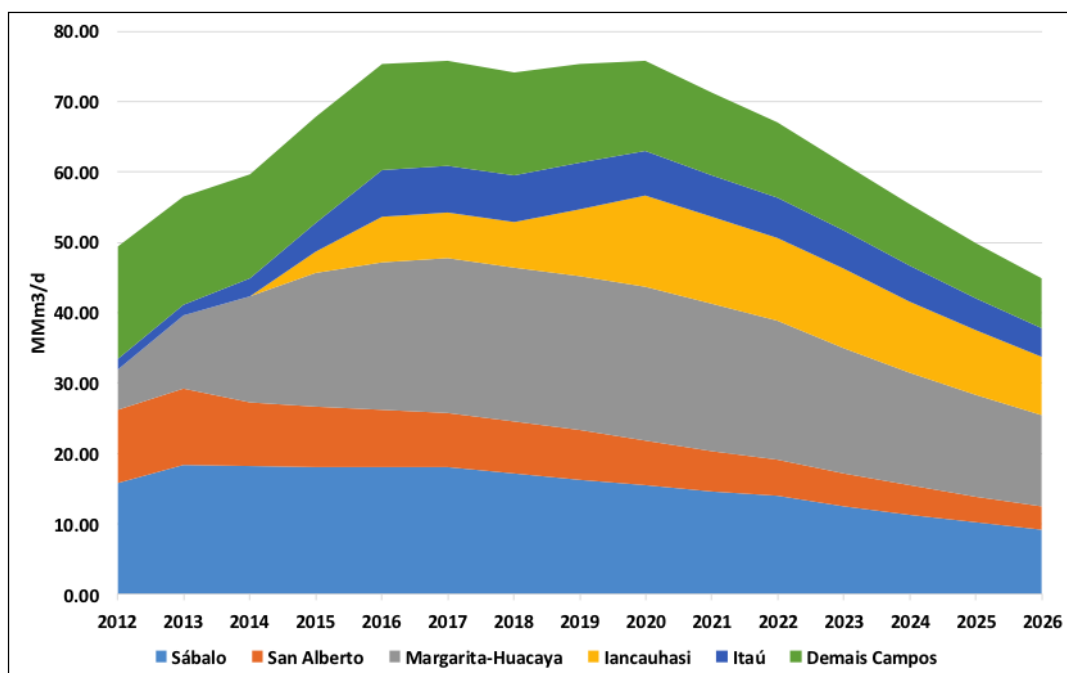
Grande parte da produção atual e futura da Bolívia está concentrada em 5 grandes campos. Sábalo, San Alberto, Margarita-Huacaya, Itaú e Yapacani¹³ são responsáveis conjuntamente por 75% da produção de gás no país. Nesse contexto, as premissas sobre o comportamento da produção nesses campos são fundamentais para se estimar a produção futura.

Agregando a curva de produção dos campos analisados, chega-se a estimativa de produção de gás natural boliviano. O Gráfico 27 apresenta a curva de produção agregada da Bolívia por campo de produção. Nota-se que, dado os investimentos atuais, na etapa de exploração, a produção de gás do país deve atingir seu pico de produção, em 2016/17, mantendo-se estabilizada até 2021, a partir de quando iniciará uma trajetória de declínio. É importante ressaltar, no entanto, que a redução da produção dos campos que atualmente estão na fase de produção, principalmente, a partir de 2020, explica a importância do campo de Incahuasi no atendimento do crescimento da demanda interna do país.

¹³ O campo de Incahuasi deverá começar a produzir comercialmente a partir de 2016 correspondendo em 2026 a 18% da produção total do país.

Nesse contexto, a produção na Bolívia atinge um pico de produção de 75 MMm³/d, em 2017, chegando no final do período analisado a 44 MMm³/d.

Gráfico 27 - Curva de Produção de Gás Natural na Bolívia



Fonte: Elaboração própria.

5.3 Demanda de Gás Natural na Bolívia

O consumo interno de gás natural, na Bolívia, vem crescendo de forma sustentável desde de 2006 com a política de preços reduzidos. Entre os principais setores de consumo, têm-se o setor termoeletrico e o de consumidores diretos. No entanto, apesar do elevado crescimento recente do mercado interno, são os contratos de exportação com o Brasil e com a Argentina que mantêm o dinamismo da indústria boliviana de gás.

5.3.1 Contratos de Exportação de Gás para o Brasil

A Petrobras e a YPFB assinaram, em 1993, o Contrato de Compra e Venda, condicionando sua realização à obtenção de financiamentos que viabilizassem, economicamente, o projeto de construção de um gasoduto, interligando as áreas de produção bolivianas ao mercado

brasileiro. Esse contrato foi aditado diversas vezes para alteração de prazos e volumes e, em 1996, foi assinado entre as partes para então ser implantado o gasoduto Bolívia-Brasil. Na época, as reservas bolivianas eram insuficientes para honrar o volume de 30 milhões de m³/dia por 20 anos (219 bilhões de m³). No entanto, havia fortes indícios de novas reservas a serem descobertas e viabilizadas, a partir do contrato com o Brasil.

As exportações para o Brasil são regidas por dois tipos de contratos: o primeiro está relacionado à compra e venda da *commodity*, e o segundo diz respeito ao transporte da *commodity* até ao *city gate*, no Brasil. Estes contratos foram firmados por blocos de capacidade de transporte. São três os blocos de capacidade:

TCQ – *Transportation Capacity Quantity* – refere-se ao volume de gás objeto do contrato de compra e venda, entre a YPFB e a Petrobras. Sob o contrato do tipo *take-or-pay*, a YPFB se compromete em vender e a Petrobras em comprar quantidades crescentes de gás, iniciando com 8 milhões de m³/dia, até atingir 18 milhões de m³/dia, no oitavo ano, permanecendo nesse patamar até o vigésimo ano.

TCO – *Transportation Capacity Option* – opção de capacidade de transporte, exercida pela Petrobras, que, ao pagar antecipadamente, garantiu o direito de transportar gás numa faixa de 6 milhões de m³/dia acima do TCQ, por 20 anos.

TCX – *Transportation Capacity Extra* – capacidade de transporte acima dos volumes TCQ e TCO até atingir a capacidade de 30 milhões de m³/dia.

O volume referente à cláusula de *take-or-pay* é de 24 MMm³/dia. Por diversas ocasiões, a Petrobras teve dificuldades para cumprir com os compromissos de compra mínima, chegando inclusive a ter que arcar com penalidades contratuais, por não retirar o mínimo estabelecido, ao longo do ano de 2002 e 2004. O volume de gás pago e não transportado, poderá ser retirado após o vencimento do contrato em 2019.

Em 2001, duas novas empresas importadoras de gás passaram a operar. A EPE – Empresa Produtora de Energia Ltda. e BG Comércio e Importação

Ltda. A primeira importa gás boliviano fornecido à Usina Termelétrica Mario Covas (UTE Cuiabá) pelo gasoduto Lateral Cuiabá. Através de um contrato com a empresa comercializadora Transborder. A BG importava gás, via GASBOL, com destino à COMGÁS (empresa do Grupo BG, em São Paulo), sem vigência atualmente.

5.3.2 Contratos de Exportação de Gás para a Argentina

Como já foi mencionado, as exportações de gás Boliviano para a Argentina datam da década de 1960, quando foi construído o primeiro gasoduto internacional no Cone Sul. A privatização e liberalização da indústria Argentina de gás, no início da década de 1990, atraiu muitos investimentos para o setor de *upstream*, resultando em um aumento importante da produção nacional de gás natural. Por esta razão, a Argentina optou por não renovar seu contrato de importação de gás com a Bolívia. Em 1999, com o início das operações do GASBOL, as exportações de gás para a Argentina foram interrompidas. Na década de 1990, a Bolívia exportou em média 6 MMm³/dia à Argentina.

A crise econômica, na Argentina, em 2001, descortinou um novo cenário para a indústria de gás naquele país. Uma das consequências desta crise econômica foi a revisão do processo de abertura do mercado de gás. A partir de 2001, os preços do gás foram congelados, em patamares extremamente baixos. Enquanto o preço do petróleo e do gás disparou no mercado internacional, a Argentina insistiu durante toda a década em uma política de congelamento dos preços do gás doméstico, em níveis que ficaram abaixo de 1 dólar por MMBtu para o produtor. Esta política de congelamento começou a ser flexibilizada, a partir de 2005, mas os preços do gás na Argentina permanecem até hoje muito mais baixos que o praticado nos principais mercados internacionais, inclusive no Brasil.

A principal consequência deste processo de congelamento de preços foi a redução drástica dos investimentos na exploração. Esta redução dos investimentos fez com que as reservas argentinas entrassem em uma trajetória decadente, a partir de 2001. Desta forma, observou-se uma grande queda na taxa reservas/produção. No período 2001 – 2008, a produção aumentou em 12%, enquanto as reservas sofreram um

decréscimo de 48%. Isso levou a relação R/P de gás para apenas 8 anos – uma situação crítica, dada a matriz energética argentina.

Tendo em vista este contexto de restrição de oferta de gás, o governo Argentino negociou com a Bolívia para retomar suas importações. Estas importações foram retomadas em 2004, através de um convênio temporário de comércio de gás com contratos para importação de cerca de 4 MMm³/dia por 6 meses. Em novembro de 2004, os governos Argentino e Boliviano acertaram um novo acordo para importações de cerca de 6,5 MMm³/dia até dezembro de 2005. Este acordo foi prorrogado por mais um ano para o volume de 7,5 MMm³/dia. O preço do gás vendido à Argentina através destes acordos temporários foi de US\$1 por MMBtu.

Em 2006, a Argentina e a Bolívia entraram em um entendimento sobre um novo contrato de longo prazo até 2026. Este novo contrato foi matéria de um acordo binacional de integração, que inclui a construção de um novo gasoduto de transporte de gás da Bolívia para a Argentina. Trata-se do Gasoduto do Noroeste Argentino (projeto GNEA), que abasteceria algumas províncias do norte da Argentina que fazem fronteira com o Brasil e que, atualmente, não têm infraestrutura de gás natural. O preço inicial para o novo contrato foi estabelecido em cerca de US\$ 5 por MMBtu. A Bolívia negociou a adoção do preço do Henry Hub nos Estados Unidos como indexador para este contrato. Desta forma, buscou-se diversificar o risco preço ao não utilizar o preço do petróleo como referência.

Tabela 4 - Condições do Contrato de Exportação de Gás Boliviano à Argentina

ANO	VOLUME ACORDADO (MMm ³ /d)	SUPRIMENTO MÍNIMO PELA YPFB	RETIRADA MÍNIMA PELA ENARSA
2007	7,7	60%	60%
2008	7,7 (opção para 16)	60%	80%
2009	7,7 (opção para 16)	100%	80%
2010	-		
2026	27,7	100%	80%

Fonte: Secretaria de la Energia - Argentina

A Bolívia vem enfrentando dificuldades para honrar o acordo com a Argentina. Em 2008, o governo Boliviano anunciou que, temporariamente,

não poderia garantir volumes adicionais aos 7,7 MMm³/dia. Foi aberta uma negociação com a Argentina que resultou na assinatura de um adendo ao contrato assinado, em março de 2010. Este adendo confere uma maior flexibilidade na entrega de gás para a Argentina. Foi estabelecido um novo cronograma de escalonamento e reduziram-se os volumes de entrega, durante o período de verão, na Argentina. Desta maneira, o volume máximo de entrega (27,7 MMm³/dia) deverá ocorrer apenas em 2020. Mesmo assim, este volume máximo deverá ocorrer apenas no inverno. Na média, a entrega, a partir de 2020 será de 23,5 MMm³/dia.

5.4 Perspectivas para o Balanço de Oferta e Demanda de Gás Boliviano

As perspectivas de renegociação dos contratos de exportação da Bolívia com o Brasil, após 2019, dependem do balanço entre a oferta e a demanda boliviana. No caso da oferta nacional, foi apresentado nas seções anteriores o cenário de produção com base nos investimentos em exploração e produção correntes ou já anunciados. Pelo lado da demanda, considera-se além dos contratos, já assinados com a Argentina, o comportamento da demanda interna.

De 2013 para 2014, o consumo doméstico total na Bolívia cresceu 14% puxado principalmente pelos setores de consumidores diretos, que cresceu 43%, e pelo crescimento da demanda do setor elétrico. No caso específico deste último, houve um aumento de 16%, na demanda. Os setores residencial e comercial cresceram, por sua vez, 8%. Nesse sentido, verificou-se em 2014 um consumo interno, na Bolívia, de 10 MMm³/d .

Nos últimos anos, foram apresentados, na Bolívia, uma série de projetos industriais voltados para o aproveitamento do gás natural do país. Nesse contexto, considerando as projeções de consumo do setor elétrico feito pelo governo boliviano e o crescimento inercial do consumo, nos segmentos residencial e comercial, o comportamento da demanda, na Bolívia, irá depender, essencialmente, da conclusão dos projetos industriais anunciados.

Sendo assim, conforme mencionado anteriormente, no caso do setor elétrico, foram utilizadas as estimativas feitas pela YPFB em que o consumo do setor mantém-se relativamente estável durante todo período analisado. Para o cenário de demanda de gás pelos setores residencial, comercial e veicular, adotou-se uma taxa de crescimento de 7% ao ano durante todo o período analisado. No caso da demanda de gás, pelos consumidores diretos, utilizou-se uma taxa de crescimento linear de 5% ao ano durante todo o período analisado.

Acreditamos que o ritmo do crescimento da demanda de gás, na Bolívia, deverá se arrefecer em função de um menor crescimento da demanda do setor de geração termelétrica e pelo fato de os preços internos do gás tenderem a aumentar, na medida em que o mercado doméstico se expande. As empresas operadoras dos novos campos em desenvolvimento vêm pressionando o governo para aumentar os preços do gás doméstico, para viabilizar os investimentos, no desenvolvimento de novas fronteiras exploratórias. O governo não terá outra opção para viabilizar estes campos que não seja a de elevar gradativamente os preços do mercado interno. O próprio governo já admitiu a necessidade de rever a política doméstica de preços.

As projeções adotadas para a demanda dos setores elétrico, residencial/comercial e dos grandes consumidores não se alteram entre os dois cenários. Isso porque não se espera que haja espaço para grandes mudanças, no perfil de consumo desses setores, em função de mudanças na condução dos investimentos e nas políticas setoriais.

Por outro lado, no caso da demanda associada aos grandes projetos industriais, foram consideradas duas alternativas. No cenário de demanda acelerada, utilizou-se o consumo estimado pela YPFB sobre o potencial de consumo de cada projeto. No cenário de demanda restringida, utilizaram-se informações atualizadas sobre o status de cada projeto de industrialização, de forma que a demanda foi redimensionada, em função do estágio atual de cada investimento. Os projetos considerados são: Planta de GTL/Diesel; Planta de Amoníaco de Carrasco; Projeto de Mineração de Mutún, Planta de Ureia/Amoníaco de Chaco; Planta de Polietileno de Gran Chaco e a Termo Pantanal.

Projetos de Industrialização do Gás Natural:

Um dos objetivos principais da Política Nacional de Hidrocarburos expressa na lei 3058 é a industrialização do gás natural. Entende-se por industrialização do gás natural o uso em processos industriais que maximizem os benefícios econômicos e sociais das reservas de gás natural do país. Em outros termos, a industrialização do gás permite uma maior e melhor distribuição dos excedentes econômicos gerados pelo gás natural. A agregação de valor sobre este recurso não renovável traz benefícios em termos de geração de emprego, transferência tecnológica, arrecadação fiscal e desenvolvimento da infraestrutura industrial do país.

Os principais projetos de industrialização do gás natural pensados para a Bolívia são a Planta de GTL/Diesel de Gran Chaco, a Planta de Amoníaco de Carrasco, o Projeto de Mineração de Mutún, a Planta de Polietileno de Gran Chaco e a Termo Pantanal. Todos os projetos têm como objetivo substituir a exportação direta de gás natural pela exportação de produtos manufaturados a partir do gás natural.

No caso da Planta de GTL de Gran Chaco, o objetivo do governo é reduzir a dependência boliviana em relação ao diesel importado, assim como os gastos do governo com subsídios dados ao consumo interno. A viabilidade do projeto depende do preço do diesel, no mercado internacional. Nesse contexto, a viabilidade econômica do projeto passa por ter assegurado uma oferta própria de gás natural o que justifica a importância da participação da YPFB no projeto.

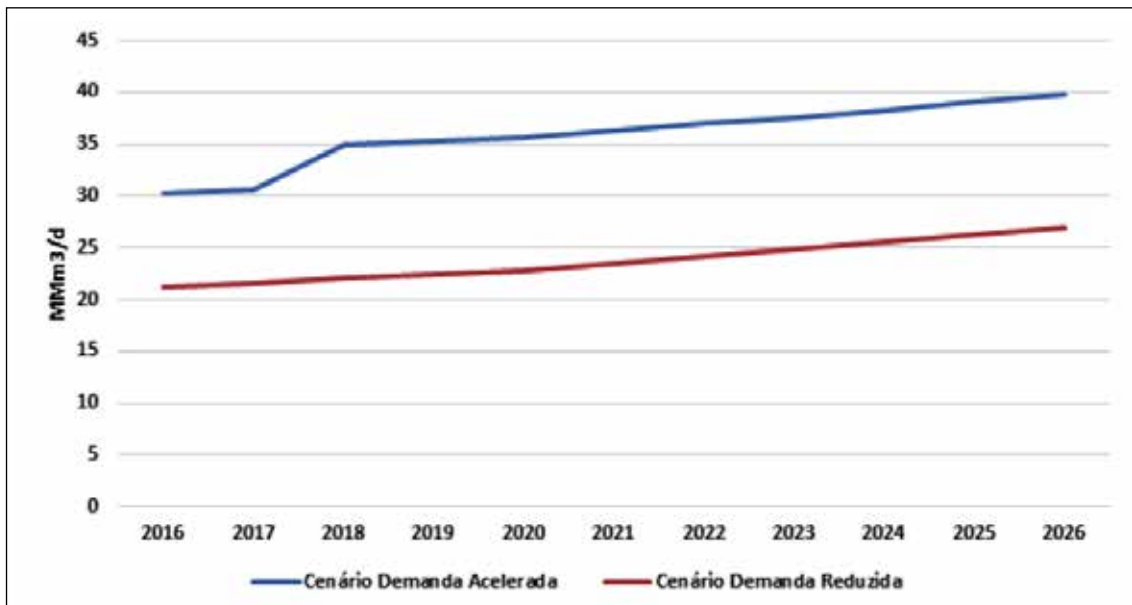
A Planta de Amoníaco/Ureia é o centro de um complexo petroquímico voltado para atender o crescente mercado nacional e regional de fertilizantes. É interessante notar, que na América do Sul, quase todos os países possuem déficits nos seus consumos de ureia. O estudo econômico-financeiro do projeto feito pela YPFB mostra que com o gás a 2,5 US\$/MMBtu o projeto possui uma TIR de 18,14% e um período de recuperação do investimento de 11 anos.

No caso do Projeto de Mineração de Mutún, a Jidal Steel & Power obteve em 2006 os direitos de explorar 50% das reservas de ferro da região de Mutún. O projeto se estruturou através de uma *joint venture* com a Empresa Siderúrgica El Mutún, uma empresa pública boliviana. Nesse contexto, atualmente vem sendo estudado um contrato de fornecimento de gás para o complexo minerador de Mutún capaz de consumir até 8,4 MMm³/d.

Os demais projetos ainda se encontram em fase de estudo, não havendo maiores detalhes sobre sua execução.

No cenário de demanda restringida, o projeto de mineração de Mutún e o projeto da planta de GTL/diesel não se iniciam até 2026, em função da escassez de gás. Esses projetos encontram-se atualmente suspensos de forma que, sem um elevado crescimento futuro da produção de gás no país, não se espera que saiam do “papel”. Os demais Projetos, como já estão em andamento, mantém o consumo projetado nos dois cenários. A partir das premissas adotadas, a demanda interna total da Bolívia pode variar, em 2026, de 27 MMm³/d , no cenário de demanda restringida, para 40 MMm³/d, no cenário de demanda acelerada. No Gráfico 28 vemos o diferencial do consumo interno entre os dois cenários.

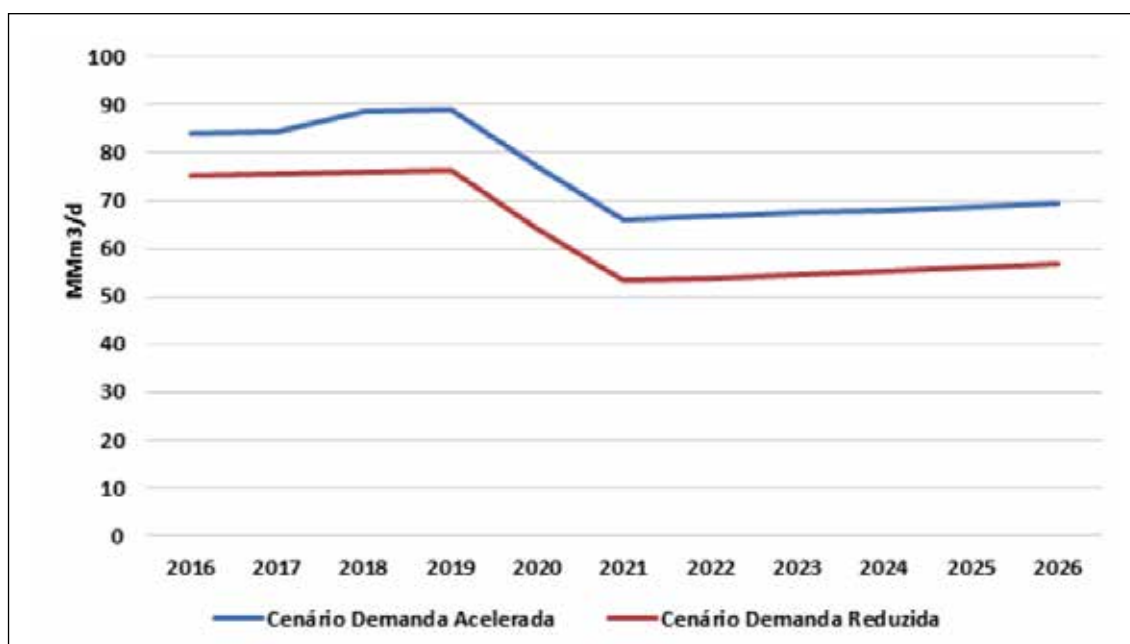
Gráfico 28 - Projeção do Consumo Interno na Bolívia



Fonte: Elaboração própria.

O consumo interno na Bolívia, em 2026, no cenário de demanda acelerada é de 19,61 MMm³/d , somado aos projetos de industrialização (20,20 MMm³/d), tem-se um consumo doméstico de 39,81 MMm³/d. Adicionando o contrato com a Argentina que prevê, em 2026, uma importação de 29,70 MMm³/d, tem-se um total de 69,51 MMm³/d potencialmente demandados. Seguindo a mesma lógica, no cenário de demanda restringida tem-se um total de 56 MMm³/d . Assim, a demanda potencial de gás, em 2026, somando com os contratos de exportação para a Argentina, variam entre 56 MMm³/dia a 70 MMm³/d nos cenários de demanda restringida e acelerada, respectivamente, como pode ser visto a seguir.

Gráfico 29 - Projeção da Demanda Potencial Total na Bolívia



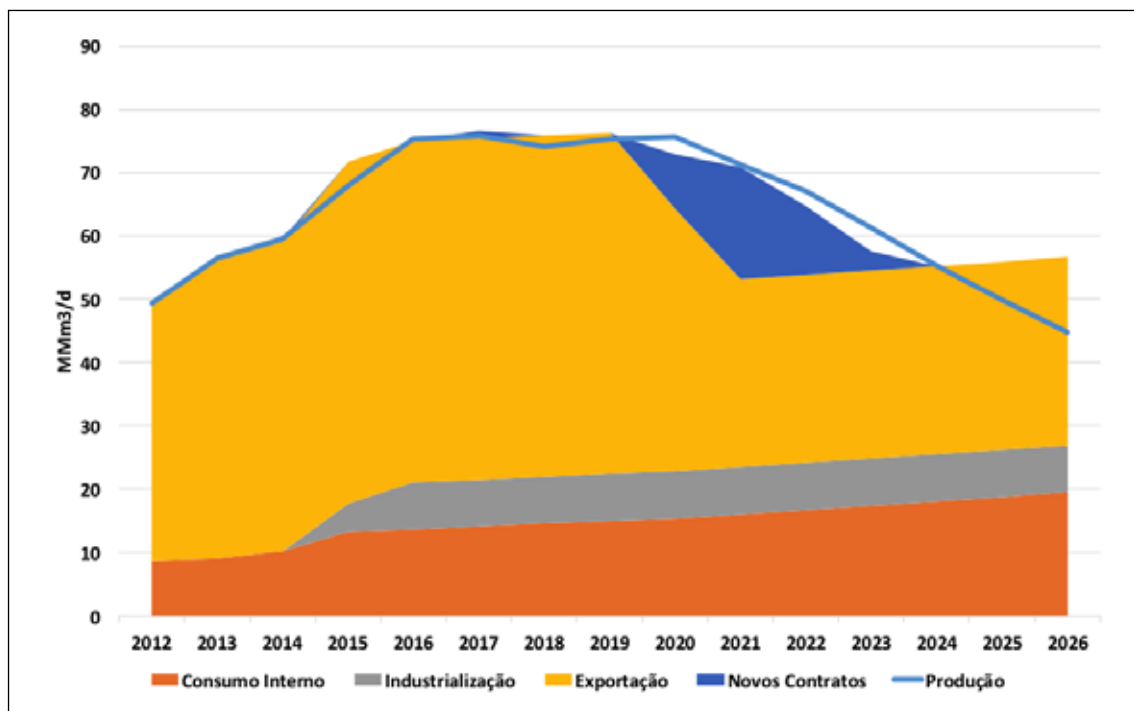
Fonte: Elaboração própria.

É importante ressaltar que as projeções sobre as exportações para a Argentina, baseiam-se no acordo feito, em 2010, com a Bolívia. Estabeleceu-se que as exportações para a Argentina iriam aumentar para 21 MMm³/d, em 2015, passando para 27,70 MMm³/d, em 2021. No caso do Brasil, assumiu-se que as exportações de gás natural da Bolívia manter-se-ão em 32,50 MMm³/d até 2019, quando termina o contrato de exportação. A existência de um resíduo da cláusula de *take-or-pay* permite que, em 2020, o Brasil ainda importe 20 MMm³/d. **Após 2020, contudo, não há garantias que haverá gás o suficiente, na Bolívia, para se renovar o contrato com o Brasil.**

Com base nos cenários de demandas acima descritos, procurou-se analisar a capacidade da Bolívia em renovar o contrato de exportação com o Brasil depois de 2019. Os Gráficos 30 e 31 comparam a demanda prevista, nos dois cenários, com a curva de produção estimada da Bolívia. No cenário de demanda restringida, existe um excesso de oferta, a partir de 2021, que permite uma exportação para o Brasil de 17 MMm³/d em 2021, 10 MMm³/d em 2022 e 3 MMm³/d em 2023. A partir de 2024, a queda acentuada da curva de produção da Bolívia impede que se mantenham as exportações para o Brasil. Depois de 2025, a produção boliviana será incapaz até mesmo de atender aos contratos com a Argentina.

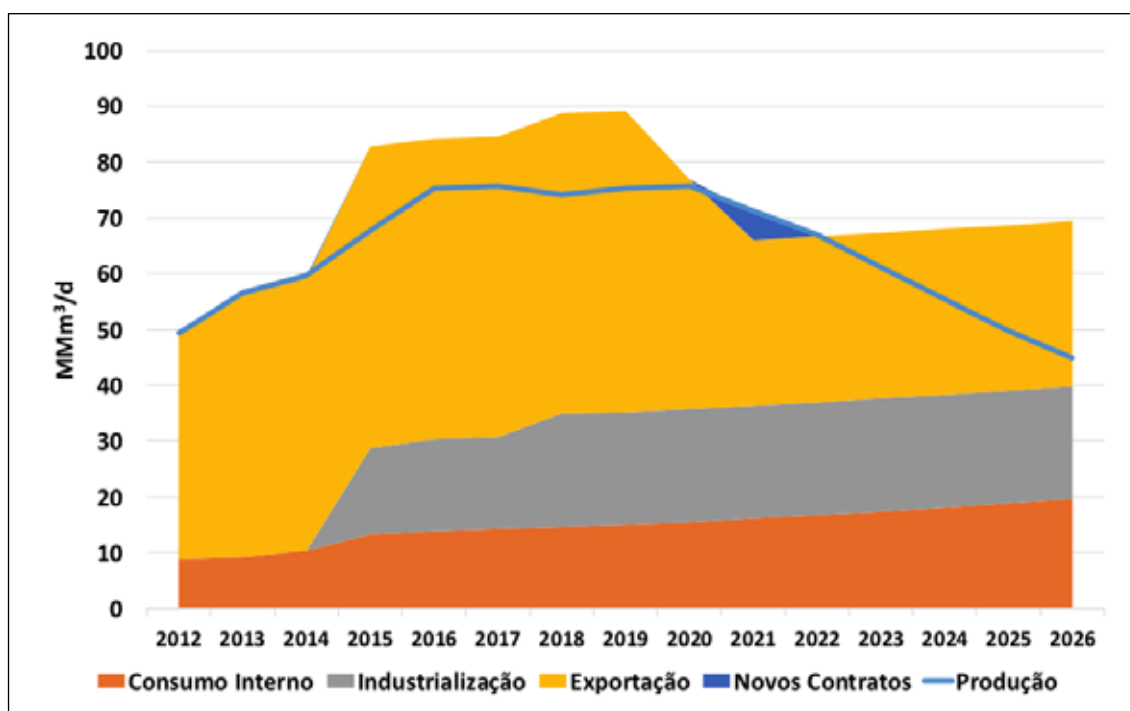
No cenário de demanda acelerada, a situação é ainda mais dramática. O *déficit* no balanço de gás começa já em 2016. Após o fim do contrato com o Brasil, surge um pequeno excesso de oferta (5MMm³/d), em 2021, que poderia ser exportado para o Brasil. Após 2022, contudo, surgem novamente elevados déficits no balanço de gás natural, de forma que, tanto o contrato de exportação com a Argentina como os projetos de industrialização mostram-se ameaçados.

Gráfico 30 - Balanço de Oferta e Demanda na Bolívia: Cenário de Demanda Restringida



Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 31 - Balanço de Oferta e Demanda na Bolívia: Cenário de Demanda Acelerada



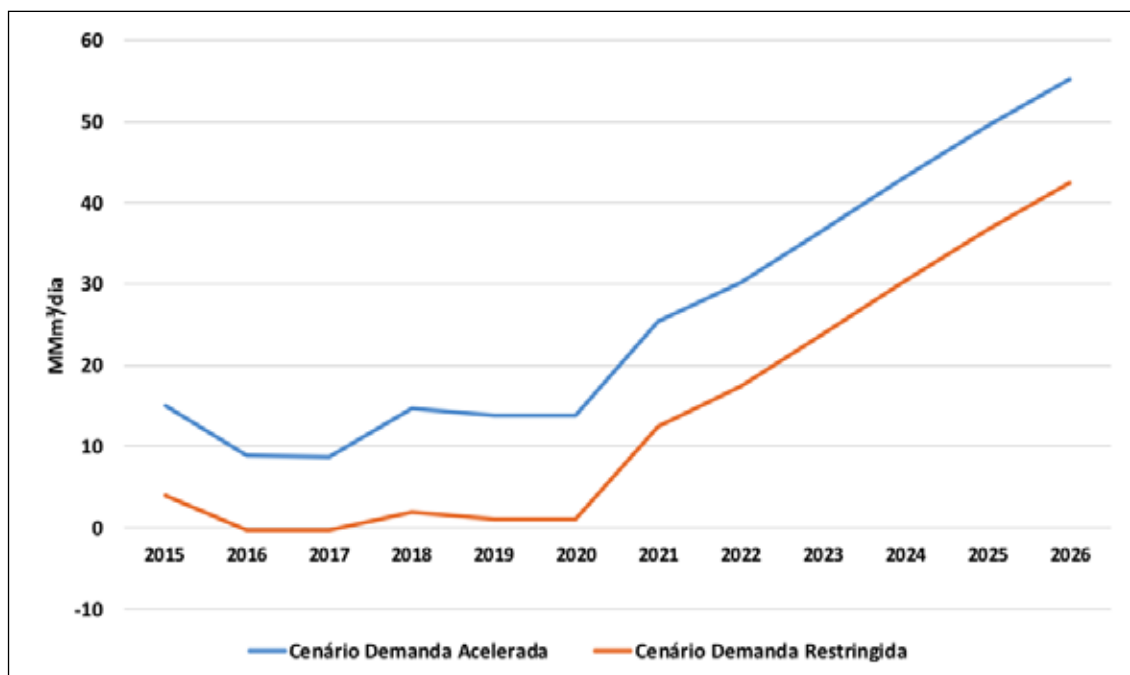
Fonte: Elaboração própria.

Desta forma, podemos concluir que, mesmo no cenário mais otimista, a oferta de gás para o Brasil, para além de 2022, depende da retomada do esforço exploratório na Bolívia. Como já foi mencionado anteriormente, este esforço está praticamente paralisado. Os poços que foram perfurados, nos últimos 5 anos, são situados em áreas adjacentes às já conhecidas pelas empresas operadoras e com muito baixo risco geológico. Ou seja, as empresas vêm adotando uma estratégia muito conservadora no esforço exploratório, visando minimizar custos.

Com base nos cenários acima descritos, pode-se estimar a necessidade de crescimento da produção de gás natural para atender as obrigações contratuais da Bolívia com a Argentina, a demanda interna e uma possível renovação do contrato com o Brasil na capacidade total do GASBOL.

No cenário de demanda restringida deverá haver uma produção adicional acumulada, no período entre 2016 e 2026, de 61 BCM. Para atender ao cenário de demanda acelerada, por outro lado, deveria haver uma produção acumulada de 114 BCM, nos próximos 10 anos.

Gráfico 32 - Curva de Oferta Adicional Necessária para Atender a Demanda Interna, Argentina e o Brasil



Fonte: Elaboração própria.

5.5 Necessidade de Investimento para Garantir a Oferta para o Brasil

O gráfico 23 mostra que o investimento atual em E&P, na Bolívia, está focado no desenvolvimento de recursos já descobertos. Cerca de 85% do investimento atual está alocado no desenvolvimento de reservas. O investimento na exploração é residual. Entretanto, para garantir reservas adicionais para renovar o contrato de exportação com o Brasil, será necessário intensificar os investimentos em exploração. Será imprescindível aumentar os investimentos para descobrir e desenvolver oferta adicional necessária para atender a demanda Interna da Argentina e do Brasil, apresentada, no Gráfico 32.

A partir do Modelo Gas-Upstream¹⁴, desenvolvido por pesquisadores do Grupo de Economia da Energia em conjunto com o Instituto Brasileiro de

¹⁴ O modelo permite estimar a infraestrutura necessária para atingir o volume projetado de produção de gás natural, considerando projetos típicos na experiência brasileira e internacional. As variáveis mais relevantes de saída do modelo são o número de poços exploratórios e de desenvolvimento. Os demais componentes de custo de capital (sísmica, tratamento, compressão, árvore de natal e escoamento) são estimados a partir desses resultados. O modelo estrutura o fluxo de caixa dos projetos de exploração e produção de gás, calculando a atratividade de operadores e os retornos do governo com impostos diretos e indiretos e participações governamentais.

Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), foi possível estimar o investimento necessário para viabilizar a curva de produção apresentada, no Gráfico 32.

A variável essencial nessas estimativas é o número de poços exploratórios e de desenvolvimento. A partir de parâmetros de custo médio, é calculado o volume de investimentos e sua realização ao longo do tempo.

Os parâmetros técnicos da modelagem da produção de gás foram obtidos a partir de entrevistas com a Câmara de Hidrocarburos da Bolívia e pesquisa em revistas especializadas. A curva de produção de cada poço considera um volume de pico alcançado no ano inicial (Q_0) de 500 mil m³/dia, que experimenta um declínio (D) de 10% ao ano.

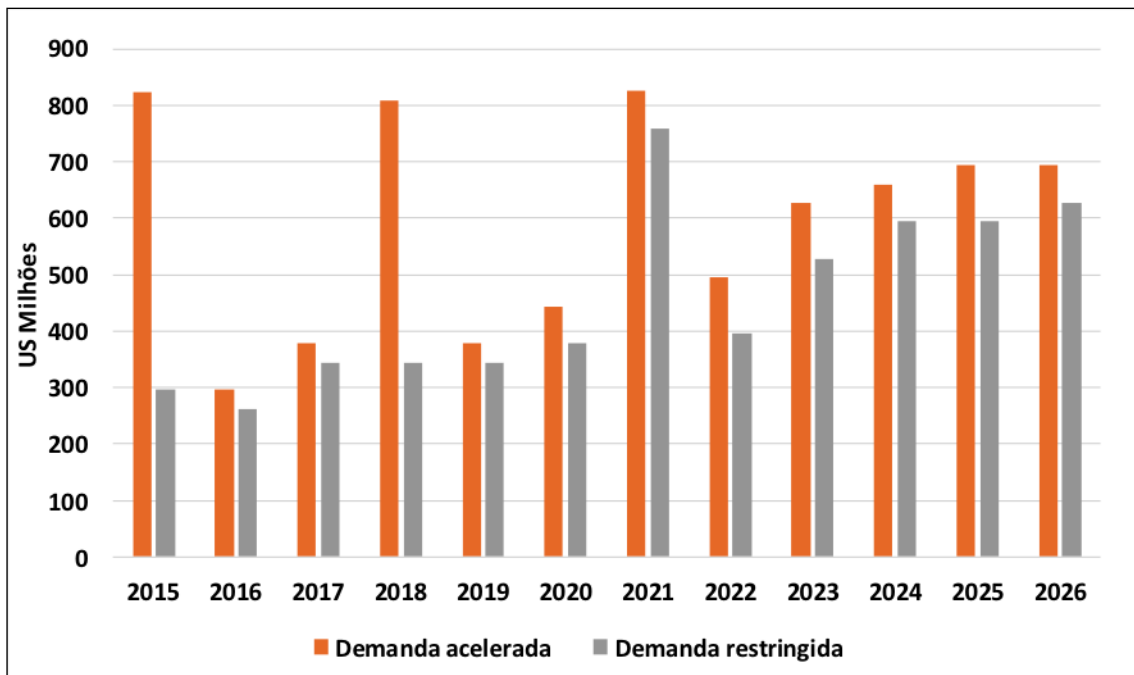
O investimento foi agrupado em duas categorias: fase de exploração e de desenvolvimento. Os gastos de exploração incluem poços de exploração e sísmica. Os gastos de desenvolvimento incluem poços produtores, compressão, árvore de natal, escoamento, tratamento e abandono. Esses gastos foram divididos pela quantidade estimada de poços de cada fase. Os gastos com exploração foram estimados em USD 10 milhões por poço perfurado, mais 18 milhões em sísmica por bloco. Foi considerado um total de 90 blocos e um poço exploratório por bloco. O Gasto com desenvolvimento inclui USD 15 milhões, por poço, produtor e mais 13 milhões, por poço, para cobrir despesas com tratamento e escoamento.

A partir destas premissas, o investimento necessário para garantir a oferta adicional de gás para o cenário de demanda restringida e acelerada foi de US\$ 5,4 bilhões e US\$ 7,1 bilhões, respectivamente (gráfico 33). Vale ressaltar que, além destes investimentos, seria necessário garantir os investimentos indispensáveis para o desenvolvimento das reservas já descobertas, além dos gastos com a operação e manutenção dos sistemas de produção atuais. Em 2013, a Câmara Boliviana de Hidrocarburos estimou a necessidade de aumentar em cerca de 30% o ritmo de investimentos, que já se encontrava em patamares recordes.

O aumento do ritmo de investimentos, na Bolívia, no contexto atual, requer necessariamente a atração de investimentos externos. Com a queda do preço do gás, a partir de 2015, a YPFB vem perdendo capacidade

de investimento. A renovação do contrato de exportação para o Brasil representaria um estímulo importante para convencer investidores privados a investir na exploração na Bolívia.

Gráfico 33 - Investimento Adicional Necessário para Atender as Curvas de Produção da Bolívia



Fonte: Elaboração própria.

6 AGENDA PARA PROMOÇÃO DOS INVESTIMENTOS NUM CONTEXTO COMPETITIVO

A crise e reestruturação da Petrobras representam um enorme desafio para a indústria nacional de gás. A empresa foi responsável por toda a estruturação desta indústria até o presente momento, tendo liderado o processo de planejamento e investimento no setor. Desta forma, apesar dos esforços para introduzir uma legislação e regulação setorial que prevê a competição no setor descrito, na seção 3, na prática, o setor opera através de um quase monopólio de oferta da Petrobras para as distribuidoras e termelétricas no Brasil. Na medida em que a Petrobras busca reduzir o seu papel no setor, aparece o desafio de se criar as condições para que outras empresas ocupem o espaço aberto e invistam no setor.

Neste sentido, é fundamental aproveitar a venda de ativos da Petrobras para criar um novo ambiente de negócios capaz de atrair investimentos privados para a produção de gás, no Brasil, a preços competitivos. Desta maneira, é necessário se pensar numa agenda que vá além que resolver o problema de fluxo de caixa da Petrobras.

Até o presente momento, os desinvestimentos realizados pela Petrobras não afetaram a configuração atual do setor. A empresa colocou à venda participações das suas subsidiárias distribuição (Gaspetro)

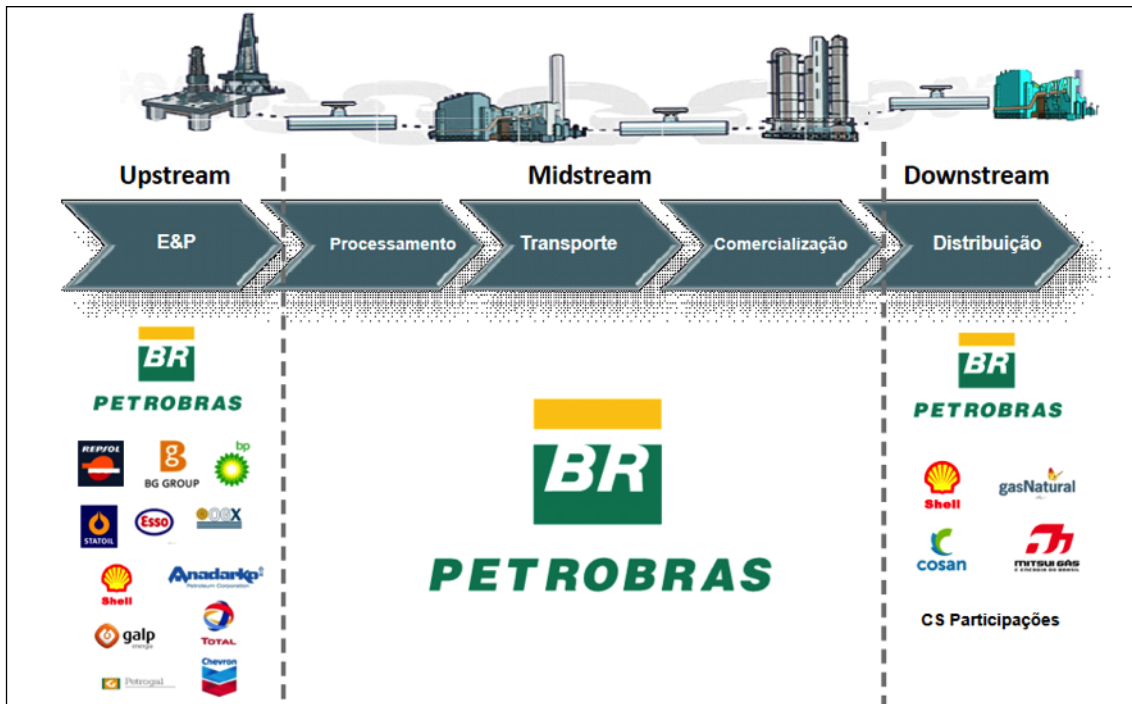
e de transporte (Transportadora Associada de Gás). A estratégia da empresa foi levantar recursos com a venda de parte de suas participações, mantendo o controle da empresa sobre o mercado. Esta estratégia, se não alterada, tende a agravar o contexto atual de escassez e falta de competitividade de gás natural. Isto ocorre porque a atratividade para o investimento privado, no setor, depende da capacidade destes investidores acessarem o mercado de gás natural no Brasil.

Ou seja, corre-se o risco de que a redução da participação da Petrobras não seja acompanhada de um aumento dos investimentos privados. Neste cenário, a escassez de oferta de gás tende a se agravar. Assim, é fundamental que o governo fique atento ao cenário do mercado de gás após a venda dos ativos pela Petrobras.

6.1 Obstáculos Atuais para os Novos Fornecedores

Como já foi mencionado, com exceção dos campos de gás do Maranhão, operado pela Parnaíba Óleo e Gás, todas as empresas vendem o seu gás produzido para a Petrobras. A empresa compra o gás dos outros produtores e se encarrega do tratamento, transporte e comercialização do gás para as distribuidoras (Figura 3). A Petrobras é também responsável por toda a importação de gás realizada atualmente, seja via gasodutos (principalmente da Bolívia) seja via GNL.

Figura 3 - Estrutura Atual da Indústria de Gás Natural



Fonte: Elaboração própria.

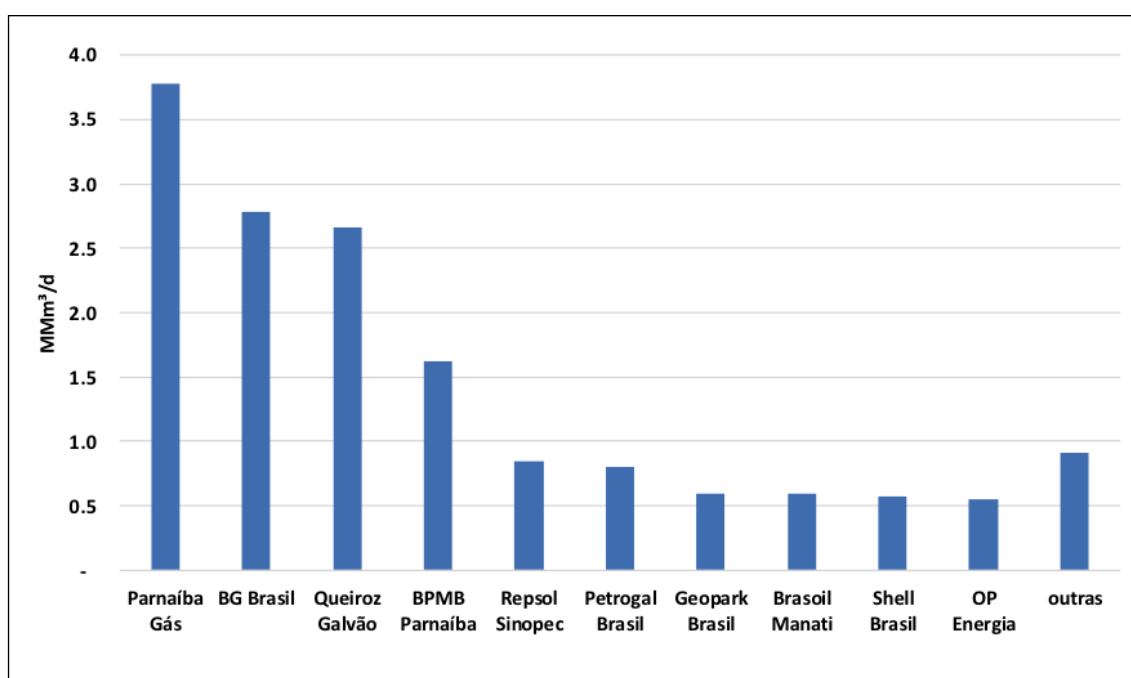
No contexto atual, existem inúmeras barreiras que explicam porque os produtores preferem vender o gás para a Petrobras que acessar diretamente o mercado. Entretanto, as principais barreiras são:

- Barreiras para acesso à infraestrutura de escoamento, tratamento e regaseificação;
- Barreiras para acesso à infraestrutura de transporte por novos ofertantes;
- Barreiras comerciais para novos ofertantes;
- Barreiras tributárias para novos produtores;

A infraestrutura de escoamento existente, atualmente, tratamento e regaseificação é de propriedade da Petrobras. Esta infraestrutura não é passível de livre acesso, pois é regulada por terceiros. O livre acesso a esta infraestrutura é negociado, podendo a Petrobras estabelecer os termos do acesso. Desta forma, até o presente momento, os novos produtores tiveram que escolher entre a venda do gás para a Petrobras ou realizar investimentos na infraestrutura de escoamento e tratamento. Da mesma forma, potenciais importadores não conseguiram negociar acesso aos terminais de regaseificação operados pela Petrobras.

A escala atual de produção de gás pela maioria das concessionárias no Brasil representa um importante obstáculo ao investimento, de forma isolada, na infraestrutura de escoamento e tratamento. Como pode ser observado no Gráfico 34, em 2014, além da Petrobras que produziu 72 MMm³/dia, apenas 4 empresas produziram mais de 1 MMm³/dia. Destas 4, duas optaram por vender o gás para a Petrobras (BG Brasil e Queiroz Galvão) e duas decidiram monetizar o gás diretamente (Parnaíba Gás e BPMP Parnaíba). No caso destas empresas, o gás é produzido em terra e é consumido na boca do poço em termelétricas. Os campos em produção no Maranhão não estão conectados à rede de transporte de gás do Nordeste.

Gráfico 34 - Produção de Gás Por Concessionário (exceto Petrobras) - 2014



Fonte: ANP

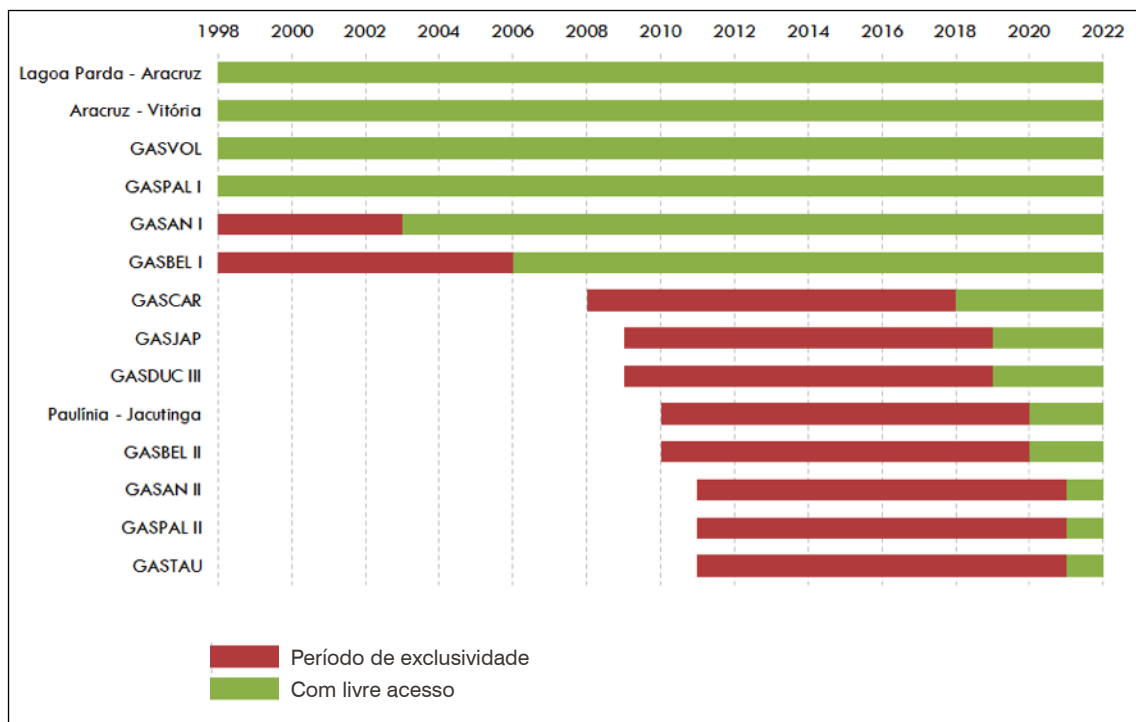
Trinta e uma concessionárias produziram menos de 500 mil m³/dia cada, e foram agregadas no item “Outras”, no Gráfico 34. Entretanto a grande maioria destas concessionárias produziram volumes muito pequenos, totalizando cerca de 900 mil m³/dia.

Dada a estrutura da indústria atual, fica evidente que poucas empresas têm a escolha entre acessar o mercado ou vender para a Petrobras. Ou seja, a única opção viável economicamente é a venda do gás para a Petrobras.

6.1.1 Barreiras para Utilização da Infraestrutura de Transporte por Novos Ofertantes

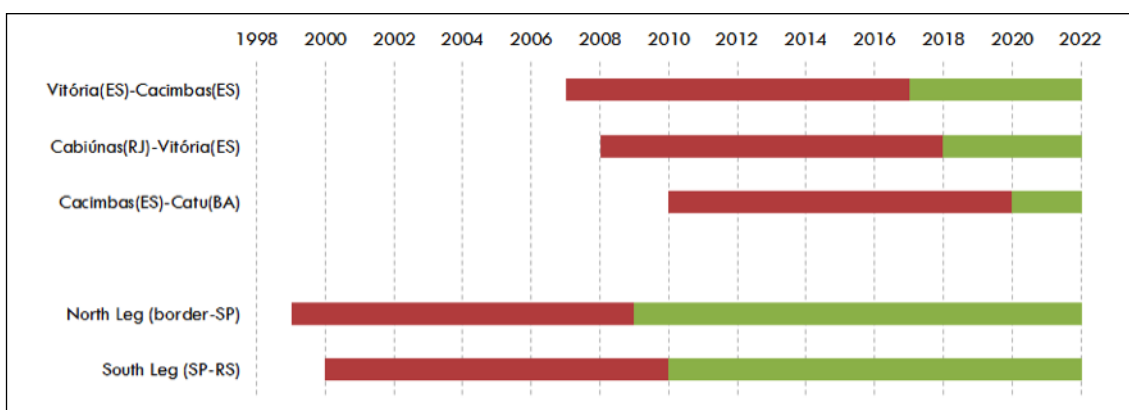
As empresas que têm escalas de produção suficientes para viabilizar investimentos em infraestrutura própria de escoamento e tratamento, enfrentam outras barreiras para comercializar diretamente o gás natural. O acesso à infraestrutura de transporte representa uma barreira importante. A atual regulação do acesso à infraestrutura de transporte concede um período de exclusividade aos carregadores iniciais (no caso a Petrobras) que tem uma duração de dez anos, a contar da data de início de operação dos gasodutos. Assim, **uma parte significativa dos gasodutos da malha existente atualmente não está aberta para acesso de terceiros. Desta forma, novos fornecedores poderão acessar apenas uma parte da infraestrutura atual** (ver Figuras 4, 5 e 6).

Figura 4 - Livre acesso nos Gasodutos da Malha Sudeste



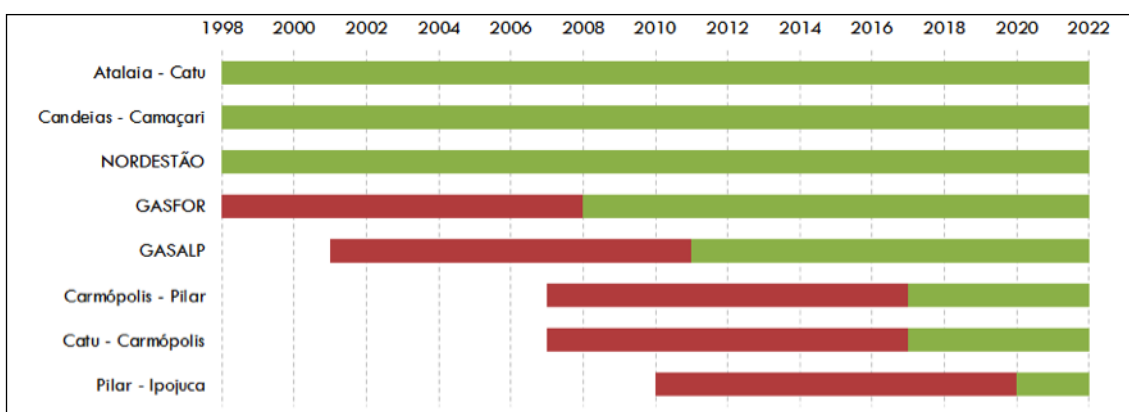
Fonte: Elaboração própria.

Figura 5 - Livre acesso nos Gasodutos Gasbol e Gasene



Fonte: Elaboração própria.

Figura 6 - Livre acesso nos Gasodutos Gasbol e Gasene



Fonte: Elaboração própria.

Além do problema do período de exclusividade, **toda a capacidade disponível no sistema de transporte de gás nacional está contratada pela Petrobras**. Portanto, não existe possibilidade de um novo agente contratar capacidade de transporte que não seja interruptível. Além disto, os gasodutos são operados pela própria Petrobras. As condições de acesso interruptível são afetadas pelas condições operacionais do sistema de transporte. Assim, existe um grande risco para novos entrantes ao estabelecerem uma estratégia de entrada no mercado através de contratos interruptíveis.

A regulação da troca operacional pela ANP apresenta um potencial para viabilizar o surgimento de capacidade disponível para serviço firme de transporte. Entretanto, a regulamentação desta modalidade de acesso vem sendo adiada desde 2010.

Além da regulação do acesso, os critérios tarifários utilizados representam uma barreira à concorrência na indústria de gás, no Brasil. Atualmente, a única empresa que paga tarifa de transporte de gás é a Petrobras. A empresa contrata todos os gasodutos existentes pagando a tarifa de transporte firme. Entretanto, as tarifas pagas pela Petrobras não são transparentes para os consumidores finais. O contrato de venda de gás pela Petrobras para as distribuidoras e para as termelétricas não separa a parcela de transporte da *commodity*. Este contrato apresenta uma parcela fixa e outra variável. Entretanto, não existe correspondência entre a parcela fixa e as tarifas de transporte.

Atualmente, diferentes critérios tarifários coexistem no sistema de transporte. A Lei do Gás estabeleceu critérios para estabelecimento de tarifas de transporte de gás. Estes critérios determinam que as tarifas sejam estabelecidas, levando-se em conta os custos incorridos por cada carregador, (sendo a distância o principal determinante dos custos) e o tipo de serviço solicitado (firme, interruptível, ou extraordinário). Entretanto, a Lei do Gás preservou os contratos entre transportadores e carregadores assinados antes de 2009.

As transportadoras adotam diferentes critérios de tarifação nos contratos existentes. A Petrobras paga uma tarifa postal, nos seus contratos com a TBG, que transporta gás boliviano entre Corumbá e Porto Alegre. Mas paga tarifas diferentes nos gasodutos da malha nordeste e sudeste e entre Coari-Manaus. Esta diversidade de critérios e níveis tarifários, não se torna uma questão relevante, na medida em que a Petrobras “empacota” todos os diferentes tipos de contratos de transporte e repassa os custos para contratos de venda de gás às distribuidoras e transportadoras, por um valor médio. Ou seja, as distribuidoras não pagam uma tarifa de transporte que reflète o quanto efetivamente custou para transportar o gás que está sendo suprido.

No caso de um novo entrante na cadeia do gás, não será possível fazer um custo médio do transporte e repassar. **Os contratos de gás pelos novos entrantes deverão refletir o custo de transporte efetivamente pago pela empresa.** Assim, a atual estrutura tarifária pode gerar distorções competitivas para os novos entrantes. Os contratos de

transporte podem ser significativamente mais elevados que o valor médio pago pela Petrobras, em determinado trecho. Ou seja, na ausência de uma transparência de preços de transporte para o consumidor final, a Petrobras poderá realizar subsídios cruzados entre consumidores para barrar o acesso de concorrentes.

Vale ainda ressaltar, que as distorções potenciais mencionadas acima, podem ocorrer em detrimento da Petrobras. Em alguns trechos da rede, o importador/produzidor poderá ter a vantagem de pagar valores muito mais baixos que a média do valor pago pela Petrobras pelo uso da rede de transporte.

6.1.2 Barreiras Comerciais para Novos Ofertantes

(a) Influência da Petrobras na política de compras da maioria das distribuidoras

A entrada de novos comercializadores, no mercado, enfrenta importantes barreiras comerciais. A distribuição de gás natural é regulada, no âmbito estadual, e na maioria dos estados só existe uma distribuidora. Os estados de São Paulo e Rio de Janeiro são os únicos a apresentarem mais de uma distribuidora (três em SP e duas no RJ).

Atualmente, **existem 27 empresas operando na distribuição de gás natural no Brasil. Deste total, a Petrobras é acionista minoritária em 19 e controladora em 2.** A Mitsui é a segunda maior acionista privada em distribuição de gás (em termos de vendas), com participação minoritária em sete distribuidoras: Bahiagas, Sergas, Algas, Copergas, Pbgas, Compagas e SCGas; Além disto, a Mitsui adquiriu 49% da participação na Gaspetro, que é a subsidiária da Petrobras que detém as participações da empresa em todas as distribuidoras com participação da Petrobras, com exceção da concessionária do Espírito Santo que é controlada via BR Distribuidora. A Empresa CS Participações, com oito: Cigas (Amazonas), Gás do Pará (Pará), Gasmar (Maranhão), Gasap (Amapá), Gaspisa (Piauí), Rongas (Rondônia), Cebgas (Brasília) e Goiasgas (Goiás).

A participação da Petrobras, na maioria das distribuidoras, representa

uma barreira para que novos produtores venham a comercializar sua produção. **A Petrobras detém uma grande influência sobre a política de compras de gás das distribuidoras, através da indicação do diretor comercial destas empresas. Assim, a Petrobras detém um poder de mercado assimétrico em relação aos produtores independentes.** Quase sempre, as distribuidoras assinam contratos de longo prazo com a Petrobras e o mercado se mantém fechado para novos fornecedores.

(b) Liberalização incipiente do mercado final

Alguns estados iniciaram o processo de liberalização do mercado final para grandes consumidores. Nos estados do Rio de Janeiro, de São Paulo, do Espírito Santo, de Minas Gerais, do Maranhão e do Amazonas, a regulação estadual criou a figura do consumidor livre. Entretanto, a forma de regulação da liberalização do mercado final varia muito entre os estados e, em geral, as restrições para os consumidores livres são muito fortes. Atualmente, apenas um consumidor livre compra gás diretamente do produtor. Trata-se de uma termelétrica localizada no estado do Rio de Janeiro que pertence ao grupo Eletrobrás e que compra gás da Petrobras.

A regulação estadual também avançou pouco na regulamentação das figuras do autoprodutor e autoimportador, criadas na Lei do Gás, de 2009. Dezoito estados brasileiros ainda não regulamentaram as figuras do consumidor livre, autoprodutor e autoimportador. Existem grandes assimetrias na regulação dessas novas figuras entre os estados que já regulamentaram.

(c) Dificuldade de garantia do suprimento

Um importante desafio para o desenvolvimento do segmento de produtores independentes de gás natural, no Brasil, é a dificuldade de garantir uma oferta estável para os contratos de vendas no contexto atual deste mercado no país.

A produção de um campo de gás natural pode variar ao longo do tempo, em função de questões técnicas e geológicas. Assim, a garantia de um

volume estável para a venda direta de gás natural para consumidores finais é um desafio, já que não existe um mercado secundário de gás natural e nem infraestrutura de estocagem.

No contexto atual do mercado, não existe como comprar um *back-up* de gás no Brasil, caso haja algum evento imprevisto na produção. Em mercados de gás maduros, os produtores podem recorrer a comercializadores que detêm gás estocado, ou mesmo contratos de opções para entrega imediata. No mercado de gás no Brasil, apenas a Petrobras consegue garantir volumes estáveis para venda de gás, já que possui uma grande flexibilidade de oferta através do GNL e do contrato de importação da Bolívia. A única alternativa para um novo ofertante garantir oferta seria importar GNL. Para isto, o acesso à infraestrutura de regaseificação torna-se um tema fundamental. O custo da garantia da oferta, por parte dos produtores e importadores independentes, representam importantes barreiras à entrada de novos ofertantes no mercado de gás brasileiro.

(d) Imprevisibilidade da demanda das térmicas

A venda de gás natural para o segmento termelétrico também apresenta grandes barreiras para novos comercializadores. As condições atuais de contratação – lastro, percentual de inflexibilidade, patamar de penalidades – são orientadas para um perfil de operação complementar, mas restringem a entrada de novos projetos termelétricos voltados para uma operação contínua, na base da curva de carga, especialmente dos projetos a gás natural doméstico em ciclo combinado e a carvão.

Atualmente, a inflexibilidade máxima permitida é de apenas 50%. Ou seja, um produtor de gás integrado com uma térmica só tem garantia de consumo durante 50% do tempo. **A incerteza quanto ao nível de consumo da térmica representa um grande desafio para o planejamento da oferta do gás, além de impor um elevado custo para a disponibilidade permanente do gás natural para 100% da capacidade.** Como não existe um mercado secundário importante no Brasil, a flexibilidade do setor elétrico implica em custos para a indústria do gás natural.

Se, por um lado, é muito complexo planejar a oferta de gás em função da incerteza do despacho térmico, por outro lado, a penalidade para indisponibilidade de gás natural é ficar exposto ao mercado *spot* de eletricidade. Ou seja, a térmica paga a energia não gerada pelo preço *spot* vigente em seu submercado. No Brasil, o preço *spot* é o preço de liquidação das diferenças (PLD)¹⁵, que, nos períodos de hidrológicos desfavoráveis, pode ficar por muito tempo no teto estabelecido pela ANEEL (atualmente fixado em R\$ 388 por MWh).

Por fim, a necessidade de comprovação de reservas de gás para todo o período do contrato da térmica, representa uma barreira importante para a estruturação de projetos de geração térmica com gás doméstico. Atualmente, exige-se a comprovação de reservas suficientes para o atendimento de pleno despacho por um período contratual de 15 anos, mesmo considerando-se que a inflexibilidade máxima é de 50%.

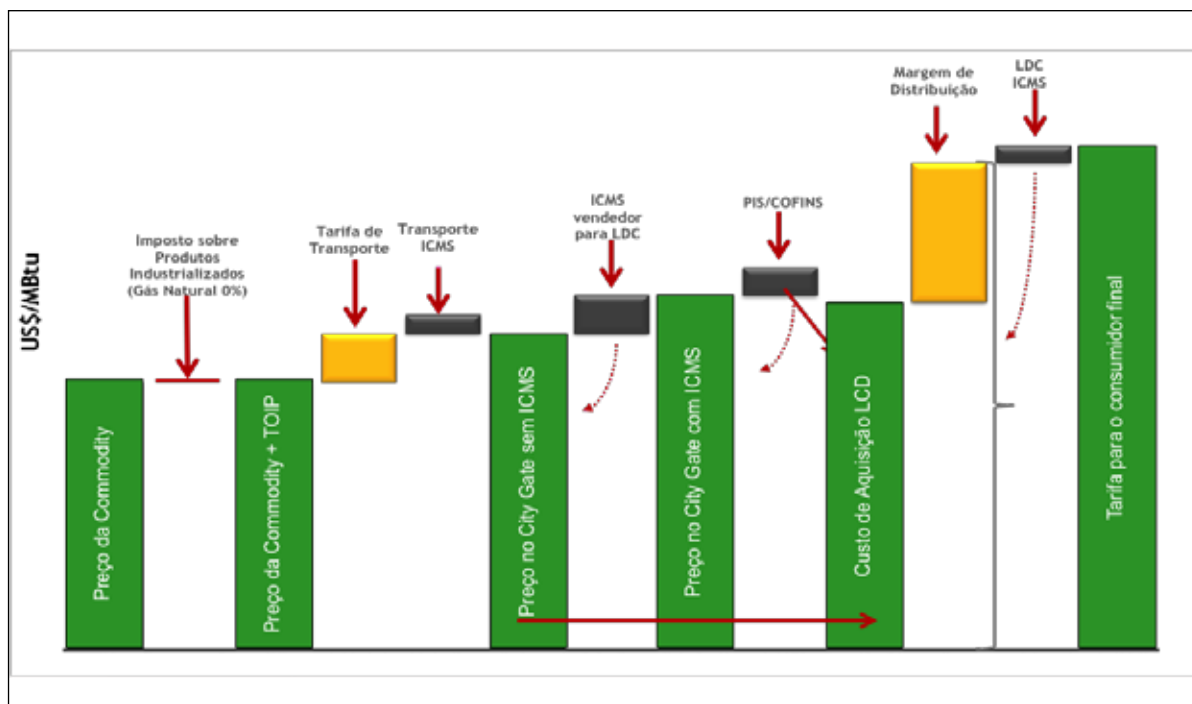
A exigência de comprovação de reservas para 15 anos do projeto termelétrico negligencia a lógica de produção da indústria do petróleo e gás natural, visto que a produção futura é fruto da pesquisa e do desenvolvimento de hoje, não das reservas atualmente provadas. A maioria das empresas privadas de petróleo detém uma relação reserva/ produção inferior a 10 anos.

6.1.3 Barreiras Tributárias para Novos Produtores

A elevada complexidade do regime fiscal brasileiro se mostra como uma importante barreira à entrada de novos fornecedores, na indústria de gás, no Brasil. Ademais das contribuições previdenciárias, incide sobre a indústria de gás natural impostos federais (IRPJ, CSLL, COFINS e PIS) e estaduais (ICMS). A Figura 7 mostra essa incidência de impostos.

¹⁵ O PLD não é forjado pela oferta e demanda de energia “contratável” no curto prazo, mas é formado pelo custo marginal de operação (CMO) resultante da otimização da operação do sistema pelo ONS. O PLD varia de acordo com o CMO das centrais despachadas e está sujeito a preços mínimo e máximo.

Figura 7 - Imposto sobre a cadeia produtiva do gás natural



Fonte: Elaboração própria.

Em relação aos impostos estaduais, o principal problema da tributação brasileira associado ao gás natural, são as assimetrias referentes à incidência de ICMS e ao crédito tributário por ele gerado. A tributação do gás natural ocorre na origem, dessa forma, paga-se ICMS na produção ou importação de gás. Este valor do ICMS gera créditos que devem ser abatidos na cobrança que ocorre nas etapas subsequentes da cadeia. Entretanto, muitas vezes não é possível recuperar/abater os valores cobrados inicialmente, seja porque as alíquotas não são unificadas, seja porque o agente comprador não pague ICMS (caso das termelétricas). Enquanto o ICMS do gás natural é cobrado na origem, o ICMS da energia elétrica é cobrado no destino. Ou seja, a produção de energia elétrica não paga ICMS, apenas seu consumo.

Outro problema é que o fato gerador do ICMS considera o fluxo físico do gás, o que acaba inviabilizando a implementação da troca operacional, que seria um mecanismo importante para a entrada de novos ofertantes, no mercado brasileiro.

As questões levantadas acima representam grandes barreiras para novos fornecedores de gás natural. A Petrobras, pela abrangência e escala

da sua atuação, consegue recuperar créditos de ICMS de forma mais efetiva que um novo ofertante de gás. Ou seja, a **forma de tributação atualmente existente, na indústria de gás, acaba criando um diferencial competitivo em favor da Petrobras.**

6.2 Agenda de Reformas para Promoção da Concorrência

Como foi demonstrado acima, existem muitas barreiras à competição, na indústria brasileira de gás natural. Estas barreiras dizem respeito à estrutura atual da indústria, à regulação setorial e às regras tributárias. Com relação à estrutura da indústria, existem dois problemas principais: a forte concentração em todos os segmentos e a integração vertical que vigora atualmente na indústria. Desta forma, a promoção da competição irá requerer não apenas mudanças regulatórias, mas também mudanças importantes na estrutura da indústria.

O plano de desinvestimento da Petrobras representa uma oportunidade única para promover a revisão da estrutura da indústria do gás no Brasil. **Entretanto, para que a venda de ativos da Petrobras resulte numa indústria com competição, será necessário promover uma agenda de reformas para construir um ambiente de negócios aberto à concorrência. Vale ressaltar que com a estrutura e regulação atual, dificilmente a Petrobras será capaz de atrair compradores para seus ativos sem dar garantias contratuais que representarão barreiras à concorrência futura.**

A agenda de mudanças regulatórias é extensa e deve enfrentar as barreiras analisadas na Seção 6.1.

6.2.1 Medidas para Promover a Reestruturação da Indústria de Gás

A criação de um ambiente competitivo exige a desconcentração e a desverticalização da cadeia do gás natural. A lei do gás não menciona nenhuma restrição para a integração vertical na cadeia do gás natural. Entretanto, a resolução da ANP n. 51, de dezembro de 2013, proíbe qualquer carregador de gás se envolver diretamente ou através de subsidiárias com a atividade de transporte de gás. Esta restrição se aplica a novos gasodutos de transporte, mas não obrigou a Petrobras

a se desverticalizar. A empresa continua envolvida simultaneamente no transporte, carregamento e comercialização de gás natural. **Assim, é fundamental estender as regras da resolução 51 aos gasodutos existentes, estabelecendo-se um prazo para que a Petrobras venda totalmente seus ativos de transporte.** A saída da Petrobras do segmento de transporte de gás é fundamental para viabilizar o livre acesso de todos os produtores a esta infraestrutura básica.

Ademais, é fundamental que a **Petrobras saia do segmento de distribuição vendendo suas participações nas distribuidoras estaduais. De preferência, esta venda deveria ser por distribuidora, de maneira a se multiplicar o número de agentes compradores de gás.**

Além da venda dos ativos de transporte e distribuição, é necessário que haja uma desconcentração da comercialização. Todos os países que introduziram reformas liberalizantes, na indústria do gás natural, buscaram estabelecer limites para a concentração na oferta do produto. Neste sentido, é importante que a ANP avalie conjuntamente com o CADE se é cabível estabelecer restrições à concentração na distribuição, visando promover a competição no setor. Dois tipos de iniciativas podem ser avaliados pelo CADE e ANP:

- a) Fixação de um teto para participação na comercialização de gás, no Brasil, dentro de um horizonte temporal estabelecido (por exemplo, 5 anos). Este teto funcionaria como uma meta para desinvestimentos da Petrobras;
- b) Aprovação prévia pela ANP e CADE da venda de gás na boca do poço por produtores independentes à Petrobras, buscando avaliar se existem formas alternativas de comercialização do gás produzido, seja pela venda direta, seja através da venda a outros comercializadores, que sejam viáveis do ponto de vista técnico e comercial.

6.2.2 Regulação do Acesso à Infraestrutura de Escoamento, Tratamento e Regaseificação

A regulação do acesso de terceiros ao sistema de escoamento, tratamento e regaseificação pode aumentar a eficiência do uso da infraestrutura existente e reduzir conflitos potenciais. Considerando a atual estrutura da indústria do gás no Brasil, o acesso negociado a estas infraestruturas está sujeito a uma grande assimetria de poder de mercado entre a Petrobras e os novos entrantes. A regulação do acesso deve visar primordialmente a redução do conflito resultante desta assimetria de poder de mercado.

Evidentemente, é importante considerar que as atividades de escoamento, tratamento e regaseificação não são serviços concedidos, mas autorizados. Isto significa que o investimento nestas atividades ocorre por conta e risco dos empreendedores. Da mesma maneira, as tarifas não são definidas pela ANP. Entretanto, a regulação pode estabelecer os princípios de resolução de conflitos e critérios de acesso e interconexão, além da definição de tarifas justas e razoáveis para acesso à capacidade existente, no caso de arbitragem pela ANP.

Neste caso, a intervenção da ANP ocorreria caso não houvesse sucesso na negociação entre as empresas visando o acesso de terceiros.

6.2.3 Regulação do Transporte

No que tange a regulação do transporte, duas barreiras à concorrência devem ser enfrentadas: a regulação do livre acesso e a definição de critérios tarifários simétricos para novos carregadores e a Petrobras.

No que se refere ao livre acesso, é fundamental garantir transparência na alocação de capacidade disponível. Para isto, é fundamental:

1. Que a operação dos gasodutos seja realizada por entidade que não tenha envolvimento com a comercialização do gás, por meio das medidas de desverticalização mencionadas no item 7.2.1;
2. Este estudo propõe que o governo avalie a possibilidade da criação de um operador nacional independente para todos os gasodutos

(Operador Nacional do Gas), tendo em vista a nova estrutura patrimonial da rede de transporte, após a venda dos ativos pela Petrobras;

3. A capacidade disponível em cada gasoduto deve ser auditada e estabelecida pelo Operador do Sistema de Gás, caso se decida pela criação desta nova instituição, ou pela ANP (incluindo capacidade total, contratada, disponível, ociosa);
4. A regulamentação do serviço de troca operacional como modalidade de acesso a infraestrutura de transporte, inclusive através de contratos de serviço interruptível¹⁶;
5. Definição de regras para a ampliação de gasodutos que já estão fora do período de exclusividade, mas não têm capacidade disponível.

Definição de nova metodologia de tarifação do transporte

Com relação aos critérios tarifários, é importante reavaliar a diversidade de critérios que coexistem no mercado brasileiro. Neste sentido, é importante uma reflexão não apenas sobre a necessária convergência entre os critérios dos contratos em vigor antes de 2009 e os contratos assinados após esta data. É importante se buscar critérios que sejam os mais neutros possíveis do ponto de vista da concorrência. Ou seja, para uma mesma região, carregadores incumbentes e entrantes deveriam pagar o mesmo custo de transporte.

É importante uma avaliação pela ANP da viabilidade de adoção de uma nova metodologia de tarifação do transporte com tarifação por entrada e saída, pelo menos em parte da rede de transporte, visando reduzir os custos de transação e promoção da competição no Brasil. **A metodologia de tarifação por entrada e saída, em que carregadores pagam para injetar na rede e consumidores pagam para retirada, é considerada atualmente mais favorável à concorrência na oferta de gás.** Nesta metodologia, caberia à ANP estabelecer os valores das tarifas para os pontos de injeção e para os pontos de retirada. Neste caso, cada

¹⁶ Atualmente, o serviço de Troca Operacional está sendo regulamentado pela ANP e prevê apenas contratos firmes de troca operacional

consumidor (seja, distribuidora ou consumidor livre) pagaria uma tarifa de retirada, independentemente da empresa carregadora do gás. Já os carregadores pagariam uma tarifa de acordo com o ponto de entrada na rede.

A mudança do método tarifário deve ser neutra para o transportador. Ou seja, deve ocorrer sem alterar o nível de rentabilidade que hoje estaria sendo obtido com os contratos assinados com os carregadores (no caso atual com a Petrobras).

Revisão da Metodologia do PEMAT

A regulação da expansão da rede de transporte de gás é outra matéria que requer aprimoramentos. No arcabouço regulatório atual, se operadores encontram gás em áreas não servidas por gasodutos, deverão esperar por anos até o governo viabilizar a licitação do gasoduto. Desta forma, a geração térmica tende a ser a primeira opção para monetização de gás em áreas não conectadas.

Além de indicar os gasodutos que são imediatamente “licitáveis”, o PEMAT deveria servir, também, como planejamento indicativo para a futura expansão da malha de gasodutos nacionais. O PEMAT poderia indicar onde seria desejável localizar novos gasodutos, considerando as diretrizes de política para o setor de gás e para outros setores que impactam ou são impactados por ele (por exemplo: o setor elétrico).

O planejamento indicativo tem como importante função a sinalização de possíveis oportunidades futuras para os agentes da cadeia, em particular para:

- (i) Empresas que estão decidindo hoje se vão ou onde investir em exploração (em função das áreas oferecidas nas rodadas de E&P da ANP);
- (ii) Concessionários de E&P com descobertas de gás que precisam obter financiamento para avaliar e desenvolver essas descobertas;
e
- (iii) Empresas interessadas em implantar um projeto termelétrico ou

planta industrial de grande porte (que pode se tornar âncora de novos gasodutos).

O PEMAT deveria fornecer um quadro indicativo dos mercados potenciais de gás natural e da evolução futura da infraestrutura, que possa promover a exploração de novos recursos de gás, especialmente em terra. Um plano geral do Governo que aponta para os mercados a serem atendidos, pode ser de grande auxílio para que pequenas e médias empresas, que estão explorando em terra, possam justificar seus investimentos e obter financiamentos. Sem esse quadro, a exploração em terra e a interiorização do gás permanecerão um sonho longínquo e a oferta do gás continuará refém da lógica do petróleo e dos altos custos da exploração *offshore*.

O planejamento indicativo poderia identificar projetos de gasodutos que não são imediatamente licitáveis, mas que poderiam vir a sê-lo em futuro, “projetos preliminares”. Neste caso, os estudos de viabilidade para esses gasodutos seriam menos detalhados. Seria importante sinalizar as condições de viabilidade destes gasodutos, ou seja, indicar a escala de demanda e/ou de oferta que viabilizaria o projeto. A cada edição do PEMAT, esses “projetos preliminares” poderiam ser reavaliados em função de novas informações sobre oferta, demanda, custos e preços.

O PEMAT poderia incluir “gasodutos estruturantes”, conforme objetivos de políticas setoriais e regionais. Gasodutos estruturantes são projetos definidos pelo Governo que podem necessitar de um suplemento de financiamento (por exemplo: via parcerias público-privadas – PPP). O PEMAT também deveria propor gasodutos que interconectam diferentes áreas de distribuição, quando existe um mercado que pode ser atendido, mais economicamente, por gás advindo de outra área de distribuição. Se essas interconexões não forem feitas por um gasoduto de transporte, as distribuidoras acabarão construindo dutos para atender a seus mercados de maneira muito mais ineficiente (dutos mais longos e possivelmente de menor capacidade, com decisões de investimento mais demoradas), onerando a tarifa final dos consumidores.

Deveria ser implementado um **planejamento indicativo integrado de térmicas e gasodutos, visando propor térmicas como âncoras**

para expansão da malha de gasodutos de transporte e para o desenvolvimento de novos mercados de gás. Nesse sentido, o PEMAT deveria sinalizar onde seria desejável e viável localizar projetos térmicos, tendo em consideração as previsões de nova oferta de gás. Caso contrário, as termelétricas serão colocadas em boca de poço e, portanto, não serão âncoras de nenhum gasoduto.

6.2.4 Flexibilização da Oferta e Demanda de Gás Natural

Como mencionado anteriormente, um dos principais obstáculos ao desenvolvimento da indústria de gás natural, no Brasil, são os riscos que os ofertantes enfrentam para garantir a oferta de gás. Como, no Brasil, não existe mercado secundário e *spot* de gás natural, a garantia da oferta é uma exigência dos consumidores térmicos e não-térmicos. O risco de interrupção do suprimento é precificado através de elevadas penalidades contratuais impostas aos vendedores de gás.

Para reduzir esta barreira à entrada, no mercado Brasileiro de gás, é necessário flexibilizar a demanda e a oferta de gás natural. Pelo lado da demanda, isto pode ser feito através da criação de um mercado secundário de gás natural. Pelo lado da oferta, a flexibilização pode ser garantida através da estocagem de gás natural na forma de GNL e através de reservatórios subterrâneos de gás. Neste sentido, este estudo propõe a criação de um Grupo de Trabalho envolvendo o Ministério de Minas e Energia, a ANP, a EPE e a Aneel para elaborar, ou seja, desenhar o mercado secundário de gás e uma política de estímulo à estocagem do gás natural.

Em relação à estocagem, recomenda-se que este GT avalie a possibilidade do sistema elétrico nacional contratar, em licitação, capacidade de estocagem de gás para utilização em períodos de vertimento de água de reservatórios hidrelétricos, através do desligamento de térmicas inflexíveis. Desta forma, o despacho simultâneo de térmicas inflexíveis, em momentos de excesso de oferta de água poderia ser evitado. O gás não queimado para o despacho térmico seria estocado e utilizado posteriormente, em período definido pelo operador do sistema elétrico. As vantagens econômicas da estocagem de gás, para o setor elétrico,

podem se converter em incentivos econômicos e regulatórios para projetos de estocagem de gás.

6.2.5 Política de Compra das Distribuidoras e Térmicas no Brasil

Para criar um mercado mais competitivo de gás natural, propõe-se a organização pela ANP de leilões de compra de gás natural pelas térmicas e pelas distribuidoras. No que tange às distribuidoras, este estudo propõe a organização de leilões de compra com adesão voluntária de distribuidoras de gás. Esses leilões seguiriam a seguinte metodologia:

- O MME propõe às distribuidoras de gás organizar um leilão de compra de gás seguindo procedimentos e regras semelhantes ao leilão do mercado regulado de energia;
- As distribuidoras de gás aderem voluntariamente a um *pool* para compra de gás através de leilão a ser realizado pela ANP;
- Cada distribuidora participante define o volume desejado para um contrato com prazo de entrega e validade predefinido;
- A ANP habilita potenciais vendedores (produtores, importadores, comercializadores) de gás e realiza o leilão;
- Cada vendedor assina contratos de fornecimento de gás com todas as distribuidoras participantes do *pool*.

Com relação ao leilão de compra de gás para projetos térmicos, **é fundamental aprimorar a metodologia do planejamento da expansão da geração termelétrica.** Nesse sentido, é importante que o planejamento do setor elétrico considere o papel das térmicas como âncora para projetos de dutos de escoamento e/ou transporte de gás natural. Este fato justificaria a definição por parte da EPE de projetos térmicos específicos (térmicas estruturantes) a serem oferecidos para os investidores através de contratos, no mercado regulado de energia elétrica.

A proposta deste estudo é que a EPE organize leilões específicos para térmicas a gás natural, de acordo com a seguinte metodologia:

- A EPE elabora um projeto de geração térmica em local específico;
- A ANP organiza um leilão para fornecimento de gás natural para o projeto definido pela EPE;
- Uma vez definido o vencedor do leilão de gás, a EPE realiza outro leilão para definição do investidor na construção da térmica. Neste caso, ganha o leilão o investidor que exigir a menor tarifa desconsiderando-se o custo do gás natural.

Finalmente, é fundamental **rever as regras dos leilões de energia nova para viabilizar uma integração sustentável do mercado de gás natural com o mercado elétrico**. Este estudo propõe a elevação do teto da inflexibilidade térmica. O despacho na base é uma condição necessária para a viabilidade de projetos de produção de gás não integrados com a rede de transporte específica. Nesse sentido, é importante permitir que produtores que não tenham condições de flexibilizar a produção de gás, possam ofertar seu produto a preços mais baixos, permitindo um maior despacho térmico do projeto.

Propõe-se a redução do volume de reservas comprovadas requerido para habilitação de projetos térmicos a gás, no leilão de energia nova. Para isso, é necessário estabelecer novas regras de habilitação para esses projetos, considerando uma relação entre o volume a ser comprovado e o despacho esperado da térmica. Propõe-se, ainda, que as reservas comprovadas devam ser suficientes para cinco anos de consumo da térmica, a partir do início da operação. Já no começo da operação da térmica, o agente termelétrico ficaria obrigado a enviar, anualmente, comprovações de novos volumes de reservas, mantendo sempre uma comprovação mínima de reservas para cinco anos de geração da térmica.

Por fim, **por meio do planejamento integrado do setor elétrico (Plano Decenal) e do setor de gás (PEMAT), a EPE deve promover projetos térmicos âncoras para expansão de gasodutos (térmicas estruturantes)**. A oferta de gás para esses projetos seria determinada através de leilões de compra de gás, permitindo a participação de produtores e importadores de forma competitiva.

6.3 Agenda para Promoção de Investimentos na Produção Doméstica de Gás

O cenário de oferta descrito nas seções 3, 4 e 5 deixou claro que a dependência gasífera do país não tende a diminuir em médio prazo. Pelo contrário, no atual cenário, é possível que o país tenha que se valer cada vez mais da importação de GNL. Em curto prazo, o GNL tende a ser um vetor de introdução de competição, no mercado nacional de gás, à medida que novos atores estão buscando estruturar projetos de importação.

Vale ainda ressaltar, que existe atualmente uma sobreoferta de GNL, no mercado internacional, que favorece a estratégia de importação. Ou seja, o país poderá ter acesso a GNL a preços aceitáveis no médio prazo. Entretanto, a estratégia de dependência do GNL não é adequada em longo prazo, à medida que o preço do petróleo volte a se elevar e o atual excesso de oferta do GNL se reduza, embora os preços do GNL possam voltar a ficar muito elevados, com impactos muito sérios para a competitividade do país. Por esta razão, é fundamental promover investimentos para uma oferta sustentável de gás natural no Brasil.

O Brasil apresenta várias bacias terrestres pouco exploradas com vocação para produção de gás natural. Após 17 anos de abertura do setor de petróleo e 13 rodadas de licitação, o esforço exploratório, em terra, no Brasil, não conseguiu reverter a situação de escassez de gás natural. Os investimentos em exploração são muito modestos se comparados com países vizinhos e estão numa trajetória de redução.

A exploração de gás e óleo não convencional através de novas tecnologias de fraturamento hidráulico abre uma nova fronteira geológica para o Brasil, tanto em bacias maduras quanto nas de fronteira geológica. Países que estão avançando no desenvolvimento dos recursos não convencionais apresentam uma escala de atividade muito maior que a existente no Brasil. Por exemplo, enquanto o Brasil perfurou cerca de 400 poços terrestres em 2013; nos EUA, foram perfurados cerca de 40.000 poços terrestres em 2012. Já no Canadá, cerca de 13.000 poços em terra, no ano de 2013.

É fundamental mudar radicalmente o patamar do esforço exploratório para o gás natural em terra. Deve-se conceber uma política específica para a promoção da exploração de gás natural em terra, que resulte na criação de um novo ambiente de negócios atraentes para investimentos em exploração.

Adicionalmente à redução das barreiras à entrada no mercado brasileiro de gás natural, é fundamental uma nova política de concessões que deve ter como diretriz a redução dos riscos associados ao atual processo licitatório e acelerar o ritmo da exploração em terra. Neste ponto, é importante garantir regularidade dos leilões com calendário plurianual predefinido e rever a política de concessões em terra no país, garantindo uma redução da complexidade e burocracia dos processos de licenciamento técnico necessário aos investimentos em exploração.

Em relação aos processos de licenciamento ambiental, é fundamental enfrentar o atual processo de judicialização. É fundamental reconhecer que os custos para a exploração e produção de gás não convencional são muito mais elevados do que o gás convencional. Assim, exigem-se incentivos específicos para o desenvolvimento da produção de gás não convencional, no Brasil.

Desde a publicação da Resolução 32 da ANP, já existe um arcabouço legal preparado para a implementação de políticas de apoio e incentivos que favoreçam empresas de pequeno e médio porte de petróleo e gás. Neste sentido, propõe-se que as políticas de incentivo e apoio às empresas de exploração em terra, ofereçam condições diferenciadas e mais favoráveis para empresas de pequenos e médios portes.

Visando superar as barreiras identificadas para o desenvolvimento da indústria de gás natural em terra, no Brasil, o estudo da CNI intitulado “gás natural em terra: uma agenda para o desenvolvimento e a modernização do setor”¹⁷ identificou um conjunto de propostas para aumentar a atratividade do investimento do setor. O primeiro grupo de propostas diz respeito a uma nova política de concessões, que deve ter como diretriz,

17 A versão completa do estudo está disponível no site: <http://www.portaldaindustria.com.br/cni/publicacoes-e-estatisticas/publicacoes/2015/05/1,62273/gas-natural-em-terra-uma-agenda-para-o-desenvolvimento-e-modernizacao-do-setor.html>

a redução dos riscos associados ao atual processo licitatório e acelerar o ritmo da exploração em terra, no Brasil.

Neste ponto, as propostas são:

- Regularidade dos leilões com calendário plurianual predefinido;
- Criação de uma Comissão Permanente de Licitação em substituição da Comissão Especial de Licitação;
- Novos procedimentos de licitação: pregão eletrônico, qualificação das empresas interessadas por um período de dois anos;
- Realização de dois tipos de leilões para áreas em terra: leilões trimestrais por pregão eletrônico para áreas maduras e leilões anuais voltados para as bacias de fronteira geológica;
- Criação do Contrato de Avaliação Técnica Preliminar para bacias de fronteiras;
- Possibilidade de conversão das eventuais multas de conteúdo local em investimentos obrigatórios em Contratos de Avaliação Técnica Preliminar.

O segundo conjunto de propostas abordou a redução da complexidade e burocracia dos processos de licenciamento técnico necessário aos investimentos em exploração. Para tanto, o estudo propõe:

- A padronização e a redução das informações exigidas nos diversos relatórios requeridos pela ANP;
- Revisão ou mesmo substituição das garantias financeiras de campos, em terra de menor dimensão;
- Simplificação do processo de certificação de conteúdo local;
- Equilíbrio entre os níveis de exigências de conteúdo local e os objetivos de aceleração dos investimentos em exploração e produção, em terra, com a substituição de metas de uma categoria de produto para outra quando devidamente justificada;
- Criação de mecanismos alternativos de aplicação de multas sobre o conteúdo local;
- Simplificação do processo de importação de máquinas e

equipamentos para exploração em terra, a partir da criação de portos secos próximos às áreas de produção, em terra, e de uma melhor capacitação da aduana.

Em relação aos processos de licenciamento ambiental, destacam-se as seguintes propostas:

- Definição de uma resolução do CONAMA com orientações sobre requerimentos para o licenciamento ambiental de operações de faturamento hidráulico;
- Criação de um programa de capacitação dos órgãos ambientais estaduais sobre a exploração de recursos não convencionais, liderado pela ANP;
- Maior coordenação do executivo com o Ministério Público e os órgãos de licenciamentos estaduais;
- Padronização dos procedimentos e das informações exigidas em cada etapa do processo de licenciamento;
- Divulgação de informações detalhadas sobre as restrições e os requerimentos ambientais para cada bloco ofertado nas rodadas de licitação da ANP.

O aproveitamento das reservas de gás natural, em particular daquelas com gás não associado, depende de incentivos fiscais e tributários para as atividades de E&P de gás. Nesse contexto, propõem-se:

- O desenvolvimento de um REPETRO voltado exclusivamente para a cadeia produtiva que serve a concessionários terrestres;
- A criação de portos secos próximos às áreas de produção, em terra, para um melhor aproveitamento dos benefícios do REPETRO na produção onshore;
- A isenção de imposto de importação na compra de insumos destinados à industrialização de bens não repetráveis, principalmente daqueles voltados para a exploração e produção em terra;
- A homogeneização das listas de bens repetráveis e do convênio do ICMS;

- A adoção de alíquotas de royalties e de participações especiais diferenciadas e menores para o gás natural em terra;
- A isenção do ICMS para o gás natural vendido às termelétricas ou o desenvolvimento de novas formas de utilização dos créditos de ICMS;
- A extensão do benefício do ICMS zero para a modalidade de autoprodutor integrado de gás natural (produção de gás e energia elétrica);
- A desoneração do reinvestimento realizado nas atividades de exploração e produção de gás natural no cálculo do imposto de renda.

É fundamental reconhecer que os custos para a exploração e produção de gás não convencional são muito mais elevados do que para o gás convencional. Assim, exigem-se incentivos específicos para o desenvolvimento da produção de gás não convencional no Brasil, como, por exemplo:

- Revisão da taxa de depreciação de poços não convencionais para refletir a maior taxa de declínio da produção;
- Redução do *royalty* pago sobre o gás não convencional para 5%;
- Isenção de PIS-COFINS para o gás não convencional;
- Criação de uma política industrial e tecnológica para o desenvolvimento da cadeia de fornecedores voltada para o gás não convencional;
- Alocação de recursos públicos para investimento em estudos e treinamento técnico para os órgãos estaduais e federais, envolvidos com o licenciamento das atividades de E&P relacionadas a recursos não convencionais.

No que se refere aos problemas relacionados ao financiamento, propõe-se a criação de um Fundo Público de *Private Equity* de apoio ao gás em terra a ser administrado por órgão financeiro público com experiência em *venture capital/private equity*. Além disso, propõe-se coordenação com os bancos públicos trabalhando na modalidade de *project finance* na área

de energia (BNDES, CEF, BB), no sentido de priorizar financiamentos às empresas na fase de desenvolvimento dos campos.

O estudo apontou, ainda, que, desde a publicação da Resolução 32 da ANP, já existe um arcabouço legal preparado para a implementação de políticas de apoio e incentivos que favoreçam empresas de pequeno e médio porte de petróleo e gás. Neste sentido, propõe-se que as políticas de incentivo e apoio às empresas de exploração, em terra, ofereçam condições diferenciadas e mais favoráveis para empresas de pequenos e médios portes.

Por fim, a criação de um ambiente atrativo para os investimentos na exploração e produção de gás natural, em terra, passa por mudanças de regras que permitam a comercialização do gás, no mercado nacional, a preços justos para os produtores, apontados nas seções anteriores.

REFERÊNCIAS

AFONSO, J. R.; CASTRO, K. P. **Tributação do setor de petróleo**: evolução e perspectivas. Brasília: ESAF, 2010. (Texto para discussão, 12).

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Brasil-rounds** licitações de petróleo e gás. **Resultado das rodadas de licitações de bloco por rodada**. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/RESUMO_geral_blocos.asp>. Acesso em: 12 abr. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DO PRETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Diretrizes Ambientais para a 12a Rodada**. 2013a. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/round_12/portugues_R12/Diretrizes_Ambientais.asp>. Acesso em: 15 de dezembro de 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DO PRETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Edital de licitação para a outorga dos contratos de concessão para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural**: décima segunda rodada de licitação. 2013b. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Edital_R12/Pre-Edital_R12.pdf>. Acesso em: 17 dez. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DO PRETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Anuário estatístico**. 2014. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=71976&m=anu%E1rio%20estat%EDstico&t1=&t2=anu%E1rio%20estat%EDstico&t3=&t4=&ar=0&ps=1&cachebust=1425847156035>>. Acesso em: 16 dez. 2014

AGÊNCIA NACIONAL DO PRETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Portaria nº 90 de 2000**. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 18 dez. 2014

AGÊNCIA NACIONAL DO PRETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Resolução nº 21 de 2014**. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 15 dez. 2014

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Resolução nº 30 de 2014**. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 16 dez. 2014

ALMEIDA, Edmar. The brazilian natural gas sector. In: BLANCO, P.; BENAVIDES, J. (Orgs.). **Gas market integration in the southern cone**. Washington: Inter-American Development Bank, 2005.

ALMEIDA, Edmar; FERRARO, Marcelo. **Indústria do gás natural fundamentos técnicos e econômicos**. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL - BNDES. Gás não convencional: experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro. **BNDES Setorial**. n. 37. p. 33-38. 2014. Disponível em http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/set3702.pdf. Acesso em: 5 dez. 2014.

BRITISH PETROLEUM - BP. **Statistical review of world energy**. 2015. Disponível em: <<http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>. Acesso Em: 12 abr. 2016.

BRASIL. **Emenda Constitucional no 9, de 9 de novembro de 1995**. Dá nova redação ao art. 177 da Constituição Federal, alterando e inserindo parágrafos. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/Emendas/Emc/emc09.htm>. Acesso em: 16 de dezembro de 2014.

BRASIL. **Lei no 9.478, de 6 agosto de 1997**. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. 1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm>. Acesso em: 18 dez. 2014.

BRASIL. **Lei no 11.909, 4 de março de 2009**. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural;

altera a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Brasília. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/l11909.htm>. Acesso em: 16 dez. 2014

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA - CNI. **Gás Natural Em Terra: Uma Agenda para o Desenvolvimento e Modernização do Setor**. 2015. Disponível em: <<http://www.portaldaindustria.com.br/cni/publicacoes-e-estatisticas/publicacoes/2015/05/1,62273/gas-natural-em-terra-uma-agenda-para-o-desenvolvimento-e-modernizacao-do-setor.html>>. Acesso em: 12 abr. 2016.

CAMARA BOLIVIANA DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍA (2015). Inversiones 2015: 60% para el upstream. **Revista Petróleo & Gas**, No. 95, enero/febrero 2015. Disponível em <http://www.cbhe.org.bo/index.php/sala-de-prensa/revista>

CAMARA NACIONAL DE COMERCIO. **Resumen de la Ley de Promocion de Inversiones**. [S.l.: s.n.], 2014.

D'APOTE, Sylvie; CASTAÑO, Agustin. Geopolitics and natural gas in South America. **International Gas Union (IGU) Newsletter**. 2012. Disponível em: <http://syntropolis.net/media/library/Geopolitics_SouthAmerica_Final_Report.pdf>. Acesso em: 17 dez. 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Plano decenal de expansão de energia - 2024**. 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/default.aspx?CategorialD=345>>. Acesso em: 15 dez. 2015

FINANCIAL TIMES. **The New Bolivia**, out. 2015.

GUTMAN, José. Participações governamentais na lei do petróleo, quarta rodada de licitação. In: **Seminário jurídico/fiscal e workshop técnico da quarta rodada de licitações**. 2002. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/round4/arquivos_r4/workshop/PartGov-R4.pdf>. Acesso em: 17 dez. 2014.

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **World energy outlook**. 2013. Disponível em: <<http://www.worldenergyoutlook.org>>. Acesso em: 16 dez. 2014.

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Estatísticas por país**. 2014. Disponível em: <<http://www.iea.org/statistics>>. **Acesso em:** 16 dez. 2014

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Boletim anual de exploração e produção. 2014a. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-anual-de-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas-natural?_20_displayStyle=descriptive&p_p_id=20>. Acesso em: 16 dez. 2015.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural. 2015. 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?_20_displayStyle=descriptive&p_p_id=20>. Acesso em: 16 dez. 2014

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. 2014. **Plano decenal de expansão da malha de transporte dutoviário – PEMAT 2013-2022**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PEMAT/Relat%C3%B3rio%20Final%20PEMAT%202022.pdf>>. Acesso em: 16 dez. 2015.

LA RAZON. **El proyecto de Ley de Incentivos**. 2015. 16/11/2015. Disponível em http://www.la-razon.com/index.php?_url=/suplementos/animal_politico/proyecto-Ley-Incentivos_0_2380562078.html

KAUP, B. Z. (2010) Powering up: Latin America's energy challenges: Bolivia's nationalised natural gas: social and economic stability under morales. IDEAS reports - strategic updates, Kitchen, Nicholas (ed.) SU005. LSE IDEAS, London School of Economics and Political Science, London, UK. Disponível em [http://eprints.lse.ac.uk/43676/1/Powering%20up_Bolivia%E2%80%99s%20nationalised%20natural%20gas\(Isero\).pdf](http://eprints.lse.ac.uk/43676/1/Powering%20up_Bolivia%E2%80%99s%20nationalised%20natural%20gas(Isero).pdf)

YPFB, 2009 PLAN DE INVERSIONES 2009-2015. Disponível em <http://www.ypfb.gob.bo/es/otros/97-plan-de-inversiones>

YPFB, 2013 Boletín Estadístico 2013. Disponível em <http://www.ypfb.gob.bo/es/55-ypfb-corporacion/publicaciones/89-publicacion1.html>

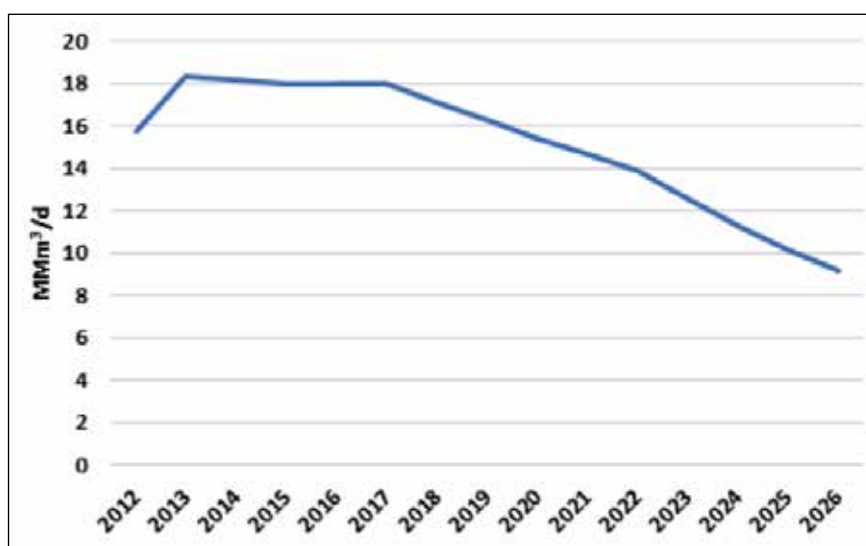
APÊNDICE A – ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE GÁS NA BOLÍVIA POR CAMPO

A falta de informações e estimativas públicas sobre a curva de produção de gás natural, na Bolívia, exige que se façam algumas projeções sobre a produção futura das principais áreas produtoras do país vizinho. Nesse contexto, considerou-se que a exploração dos campos de gás natural, na Bolívia, seguiria uma curva em formato de sino (Campbell and Laherrere, 1998; Laherrere, 2002). Em outras palavras, ela cresceria até atingir um pico de produção que se manteria relativamente estável por cerca de 4 a 5 anos, a partir de quando decresceria no mesmo ritmo da ascensão. Com base na premissa acima, projetou-se as seguintes curvas de produção para cada campo. A seguir apresentamos as curvas de produção estimadas para os principais campos gasíferos da Bolívia.

Sábalo:

A produção de Sábalo manteve-se inalterada de 2013 para 2014. Nesse sentido, estima-se que o campo se encontre em seu platô de produção que deverá se manter em 18 MMm³/d até 2017. A partir de 2018, adotou-se uma queda da produção de 5% ao ano até 2023, quando se acelera a taxa de declínio para 10% ao ano.

Gráfico 01 - Curva de Produção de Sábalo

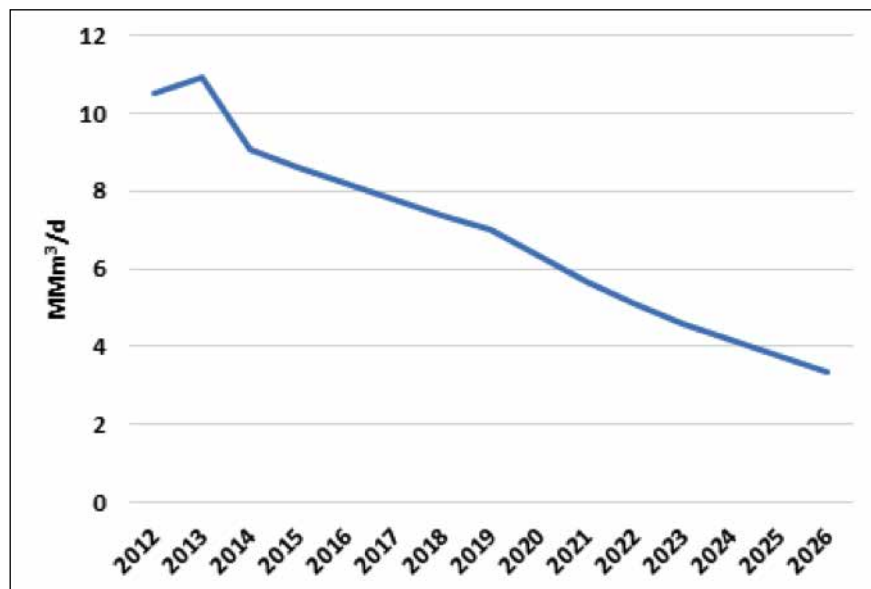


Fonte: Elaboração própria.

San Alberto:

De 2012 para 2013, houve uma redução da produção do campo de San Alberto de 5%. Entre 2013 e 2014, a taxa de declínio aumentou para 16%. Dessa forma, estima-se que o campo se encontre em sua fase decrescente de produção. Sendo assim, partindo de uma estimativa conservadora da taxa de declínio, adotou-se uma redução de 5% da produção por ano até 2019. A partir de 2020, há uma aceleração da taxa de declínio que passa para 10% ao ano.

Gráfico 02 - Curva de Produção do Campo de San Alberto

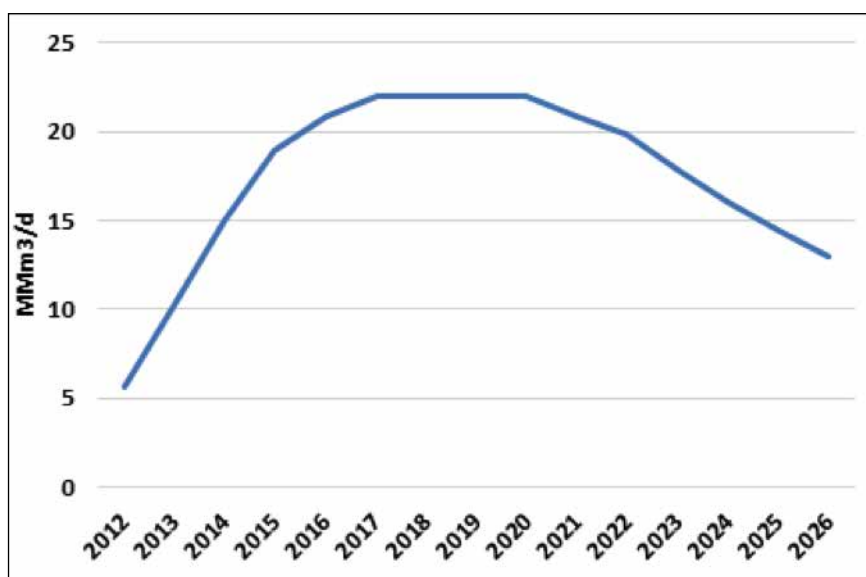


Fonte: Elaboração própria.

Margarita-Huacaya:

O campo de Margarita-Huacaya vem apresentando uma elevada expansão da sua produção nos últimos 2 anos. Entre 2012 e 2013, a produção do campo aumentou 82%. Entre 2013 e 2014, o aumento foi de 45%. Sendo assim, estima-se que a produção do campo deverá continuar crescendo até 2017, quando se estabilizará em 19,96 MMm³/d. A partir de 2021, a produção do campo entrará em sua fase de declínio. Assim, estima-se que até 2022, o campo irá ter sua produção reduzida em 5% ao ano. A partir de 2023, acelera-se a taxa de declínio do campo que passa a ser de 10% ao ano.

Gráfico 03 - Curva de Produção do Campo Margarita-Huacaya

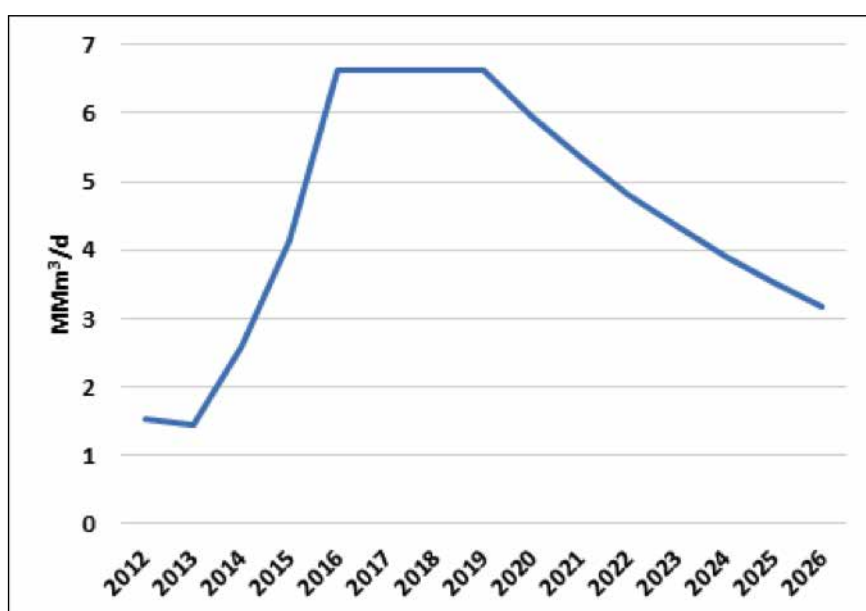


Fonte: Elaboração própria.

Itaú:

O campo de Itaú apresentou, entre 2013 e 2014, um crescimento de 78%. Assim, estima-se que sua produção irá continuar crescendo até 2016, quando se estabilizará em 6,62 MMm³/d . A partir de 2019, inicia-se o declínio da produção do campo. Até 2024, a produção do campo irá se reduzir em 5% ao ano. A partir de 2025, há uma aceleração da taxa de declínio para 10%.

Gráfico 04 - Curva de Produção do Campo de Itaú

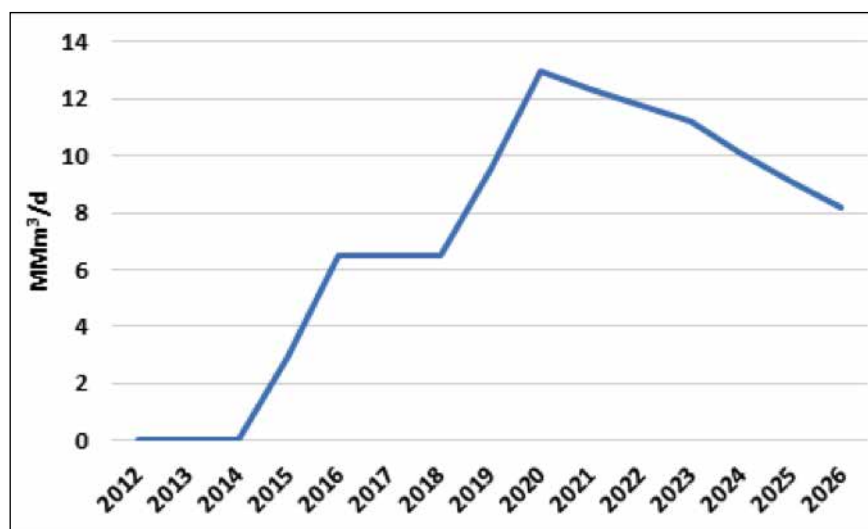


Fonte: Elaboração própria.

lancauhasi:

Segundo o governo boliviano, o campo de lancauhasi deverá começar a produzir em 2016. Até 2019, o campo irá produzir 6,5 MMm³/d . A partir de 2019, uma nova fase do projeto irá adicionar mais 6,5 MMm³/d à produção, de forma que, em 2020, estima-se que a produção do campo atinja 13 MMm³/d . Projetou-se assim, que, a partir de 2021, haverá uma redução da produção iniciada na primeira fase em 10% ao ano. A partir de 2025, toda a produção do campo se reduzirá a uma taxa de 10% ao ano.

Gráfico 05 - Curva de Produção do Campo de lancauhasi

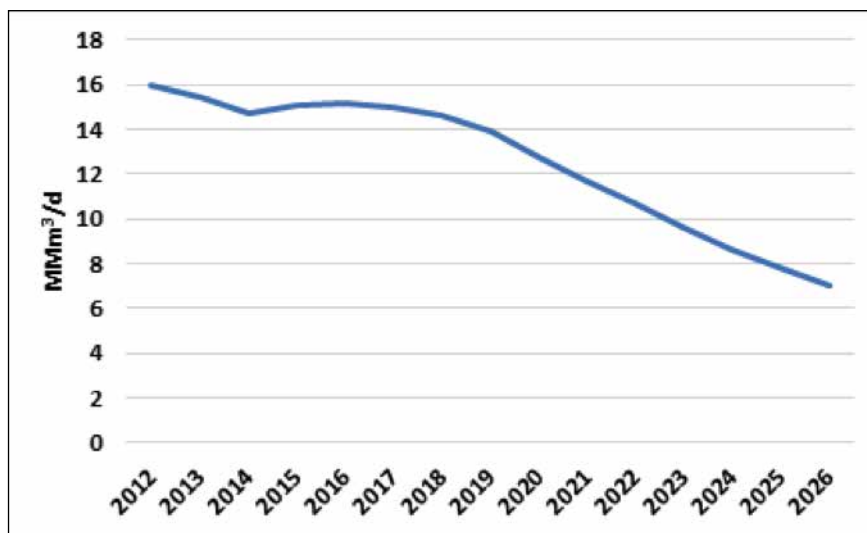


Fonte: Elaboração própria.

Demais campos:

Nos demais campos, verificou-se, individualmente, o estágio de produção. Naqueles onde a produção já se encontra em declínio, adotou-se uma taxa de declínio de 5% ao ano por 5 anos. Para o restante do período, adotou-se uma taxa de redução de 10% ao ano. Nos campos onde ainda não se atingiu o platô de produção, determinou-se o período de estabilização da produção, a partir de onde se adotou uma taxa de declínio de 5% ao ano por 5 anos e de 10% ao ano, no restante do período.

Gráfico 06 - Curva de Produção dos Demais Campos na Bolívia



Fonte: Elaboração própria.

CNI

Diretoria de Relações Institucionais

Monica Messemberg

Diretora de Relações Institucionais

Unidade de infraestrutura

Wagner Cardoso

Gerente-Executivo de infraestrutura

Francine Vaurof

Rodrigo Garcia

Camila Schoti (Gerente de Energia - Abrace)

Juliana Rodrigues de Melo Silva (Abrace)

Mirella da Silva Rodrigues (Abrace)

Equipe Técnica

DIRETORIA DE SERVIÇOS CORPORATIVOS – DSC

Fernando Augusto Trivellato

Diretor de Serviços Corporativos

Área de Administração, Documentação e Informação – ADINF

Maurício Vasconcelos de Carvalho

Gerente-Executivo de Administração, Documentação e Informação

Gerência de Documentação e Informação – GEDIN

Mara Lucia Gomes

Gerente de Documentação e Informação

Alberto Nemoto Yamaguti

Normalização

Consultores do Projeto

INSTITUTO DE ECONOMIA – UFRJ

Grupo de Economia da Energia – GEE

Prof. Edmar de Almeida (Coordenador)

Marcelo Colomer

Sylvie D'Apote

Olik Comunicação

Produção Editorial

Apoio:



Embaixada Britânica
Brasília

Realização:



Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA