

Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia

Texto Para Discussão

Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas

Cooperação e Pesquisa IBP - UFRJ

Grupo de Economia da Energia:

Prof. Edmar de Almeida

Prof. Marcelo Colomer

William Adrian Clavijo Vitto

Gerência de Análise Econômica - IBP:

Luciana Nunes

Felipe Botelho

Felipe Costa

Luiza Waeger

Março de 2017



Índice Analítico

Lista de Gráficos.....	3
Lista de Tabelas	3
Lista de Figuras	3
Lista de abreviaturas e siglas	4
Resumo Executivo	5
1. Contextualização e objetivo do trabalho	10
2. Potencial de produção de gás natural na área do Pré-sal.....	13
3. Barreiras para aproveitamento do gás no Pré-sal	19
3.1. A separação do CO ₂	20
3.2. O escoamento e tratamento	21
3.3. O acesso ao mercado de gás natural	24
3.3.1. O predomínio da Petrobras.....	26
3.3.2. Mercado elétrico	27
3.3.3. Garantia do suprimento	28
3.4. Desafios econômicos	29
4. Alternativas tecnológicas de monetização do gás do Pré-sal	32
5. Agenda para promoção do aproveitamento comercial do gás do Pré-sal.....	37
6. Referências Bibliográficas.....	42

Lista de Gráficos

Gráfico 1 - Produção Bruta Potencial no Pré-Sal Legal	15
Gráfico 2 - Reinjeção de gás natural no Brasil, entre 2010 e 2016	17
Gráfico 3 – Cenários de produção Bruta de Gás no Pré-sal.....	18
Gráfico 4 – Cenários de produção líquida* de gás no Pré-sal.....	18
Gráfico 5 - Produção Nacional de Gás Natural por Operador e Concessionária, em 2016	25
Gráfico 6 – Rentabilidade do Aproveitamento do Gás para Diferentes Cenários de Preço do Gás	31

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Parâmetros Técnicos e Econômicos Considerados para Avaliação do Projeto Conceitual	30
---	----

Lista de Figuras

Figura 1 - Polígono do Pré-Sal.....	14
Figura 2 – Atividade de E&P abaixo da camada de Sal.....	14
Figura 3 - Rotas de Escoamento da produção do Pré-Sal	23
Figura 4 – Modelo de Gás-to-Wire em uma FPSO.....	33

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
b/d – barris por dia
boe – barril de óleo equivalente
boe/d – barril de óleo equivalente por dia
CO₂ – dióxido de carbônico
E&P – Exploração e produção
FPSO – Floating Production Storage and Offloading
GTL – gas-to-liquids
GTW – gas-to-wire
GNL – gás natural liquefeito
IBAMA – Instituto Brasileiro de Meio Ambiente
MMBtu – Milhões de British Thermal Units
MME – Ministério das Minas e Energia
MMb/d – Milhões de barris por dia
MMm³/d – Milhões de metros cúbicos por dia
OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PDE – Plano Decenal de Energia
PLD – preço de liquidação das diferenças
PPSA – Pré-Sal Petróleo S.A.
RGO – Razão gás-óleo

Resumo Executivo

A descoberta do campo de Tupi (atual campo de Lula), em 2006, deu início a uma nova era da indústria petrolífera no Brasil. Os esforços exploratórios no *offshore* brasileiro confirmaram a existência de importantes reservatórios de hidrocarbonetos abaixo da camada de sal (pré-sal) em uma área que vai da costa do estado do Espírito Santo até Santa Catarina.

Dentro dessa nova realidade geológica, foi aprovada a lei 12.351 de 2010 que definiu a área do pré-sal como a região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada com uma superfície poligonal de 800 km de extensão e 200 km de largura na área oceânica territorial dos estados de Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo.

A última década foi marcada por intensos esforços de exploração nesta área, em particular pela Petrobras, o que explica o rápido aumento da produção de petróleo e gás natural na região. Em dezembro de 2016, o volume de óleo e gás produzido na área do pré-sal atingiu a marca de 1,5 milhões de boe por dia, o que representou, naquele ano, 46% do total da produção nacional.

A expansão da produção nacional de óleo e gás na área traz expectativas positivas sobre o potencial produtivo brasileiro. Segundo estimativas da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em seu Plano Decenal de Energia 2024 (PDE), a produção do pré-sal legal poderá alcançar 4,5 milhões de barris/dia de petróleo e 121 milhões de m³/dia de gás natural em 2024 (MME & EPE, 2015).

No caso do gás natural, no entanto, o aumento da oferta nacional não acontece no mesmo ritmo do aumento da produção de petróleo, em função do elevado nível da reinjeção de gás, especialmente nos últimos anos. A reinjeção de gás tem como objetivo estimular a produção de petróleo. Entretanto, na etapa atual de desenvolvimento dos campos do pré-sal, ainda existem incertezas geológicas sobre o nível ideal de reinjeção de gás natural. Assim, a decisão sobre quanto gás injetar leva em conta não apenas parâmetros técnicos, mas também as

vantagens econômicas da reinjeção quando comparada com a opção do aproveitamento comercial do gás.

Existem vários desafios técnicos e econômicos para o aproveitamento comercial do gás do pré-sal. Dentre eles se destaca o desafio do acesso ao mercado de gás natural. A existência de um mercado de gás compatível com os grandes volumes dos projetos e com a característica de inflexibilidade da produção (gás associado) é uma condição fundamental para promover os investimentos no aproveitamento comercial do gás.

É importante destacar ainda que existem especificidades técnicas do gás do pré-sal que resultam em elevados custos de oferta. Os altos níveis de contaminação de CO₂ e a grande distância da costa implicam em elevados custos de separação do CO₂ e escoamento do gás. Ademais, a elevada concentração de CO₂ é um desafio técnico e econômico, uma vez que a tecnologia convencional de separação é de difícil viabilidade para os reservatórios com elevada razão gás-óleo (RGO) e alto grau de contaminação por CO₂¹. A tecnologia disponível ocupa muito espaço nas unidades de produção, sendo custosa sua aplicação para tratamento de grandes volumes de gás contaminado. Além disso, os elevados níveis de CO₂ impõem importantes desafios técnicos para reinjeção do gás natural, já que exigem equipamentos resistentes à corrosão provocada pelo contaminante.

Por sua vez, os gasodutos de escoamento do pré-sal possuem custos econômicos consideráveis, em decorrência da distância e da profundidade dos campos. Atualmente, apenas 2 rotas de escoamento com origem no pré-sal estão em operação (rota 1 e 2) totalizando uma capacidade de transporte de 23 MMm³/dia. A rota 3, tem como cronograma de implantação o ano de 2019 podendo ainda ser postergado.

¹ Neste aspecto, vale destacar os importantes avanços tecnológicos realizados pela Petrobras, com premiações como as da OTC Brasil em 2015.

Além dos desafios técnicos, existem desafios econômicos para investimentos na separação, escoamento e tratamento, uma vez que é o preço do gás e as condições de acesso ao mercado que determinam a viabilidade econômica desses projetos. Nesse contexto, identifica-se no caso brasileiro as seguintes barreiras para o acesso de novas empresas ao mercado brasileiro de gás natural:

i) *O predomínio da Petrobras na oferta do gás*: atualmente existem 88 empresas operando no segmento de exploração e produção, sendo que 49 são produtoras de gás natural. No entanto, a Petrobras controla aproximadamente 95% da produção de gás. Quase a totalidade das empresas que produzem gás natural no Brasil vende sua produção para Petrobras na boca do poço. Desse modo, mesmo com a abertura do segmento de exploração e produção na década de 1990, a Petrobras continua exercendo o monopólio da oferta de gás natural no mercado brasileiro, através do controle da infraestrutura de escoamento, tratamento, transporte e de parte da distribuição. As dificuldades de acesso ao mercado por empresas independentes fazem com que a monetização do gás do pré-sal dependa quase que exclusivamente do esforço da Petrobras para investir na infraestrutura de oferta. Entretanto, a empresa vem buscando reduzir sua participação no segmento de gás, focando seus investimentos na etapa de desenvolvimento de campos de petróleo.

ii) *Mercado elétrico*: a geração termoelétrica demanda grandes volumes de gás e pode funcionar como vetor de desenvolvimento do mercado de gás. Todavia, as condições de contratação (lastro, percentual de inflexibilidade, patamar de penalidades) são orientadas para um perfil de operação complementar a geração hídrica, não compatível com a operação na base da curva de carga. A flexibilidade do setor elétrico implica em grandes custos para a indústria do gás natural. Dessa forma, a incerteza relacionada ao nível de consumo das térmicas não garante a escala para os vultosos investimentos em infraestrutura para a oferta do gás do pré-sal ao mercado.

iii) *Garantia do suprimento*: a dificuldade de garantir uma oferta estável de gás natural por empresas independentes no país constitui outra barreira de acesso a

investidores no segmento. Dado que a produção de um campo de gás natural pode variar ao longo do tempo, em decorrência de questões técnicas e geológicas, a garantia de um volume estável de venda é um desafio, já que não existe um mercado secundário de gás natural nem infraestruturas de estocagem.

Por fim, a correta valorização do gás no mercado brasileiro pode representar uma barreira para a atratividade do gás do pré-sal. Para demonstrar os desafios econômicos do aproveitamento do gás natural do pré-sal foi elaborada uma avaliação técnica e econômica de um projeto conceitual para o escoamento de 10 MMm³/d, buscando precificar todos os custos adicionais desta opção em relação à opção da reinjeção do gás. A análise identificou que o aproveitamento do gás do pré-sal seria viável somente com preços acima de US\$ 3 por MMBtu, desconsiderando ainda os custos de E&P, transporte e distribuição. Dessa forma, o estudo de viabilidade econômica demonstrou que, além das condições de acesso ao mercado adequadas, o aproveitamento do gás do pré-sal precisará de uma política de preços realistas ajustada com a realidade desse mercado. Deve-se notar que, internamente, existe ainda a competição com a oferta de gás boliviano e de gás natural liquefeito (GNL), ou seja, o preço do gás tem que estar alinhado às condições de mercado.

Considerando as dificuldades técnicas e econômicas do escoamento do gás do pré-sal, as empresas vêm avaliando alternativas tecnológicas de monetização do gás. Dentre as alternativas que se encontram em estudo têm-se:

- i) O *Gas-to-Wire* (GTW): O uso do gás para a produção elétrica na boca do poço através de usinas instaladas na própria plataforma (GTW). Esta constitui uma alternativa de aproveitamento do gás natural em campos onde o transporte apresenta dificuldades técnicas ou não é rentável.
- ii) O GNL embarcado (*Floating LNG* – FLNG): outra alternativa encontra-se nos projetos de liquefação de gás natural embarcado. Atualmente existe uma série de projetos de construção de plantas de liquefação de gás natural *offshore* (FLNG) ao longo do globo. Em 2016, a Petronas colocou em operação dois navios

de liquefação. Outro projeto de FLNG em desenvolvimento é o projeto da Shell, conhecido como Prelude. O projeto terá 250 metros de comprimento e uma capacidade de produção de 5,3 milhões de toneladas de GNL, 3,6 milhões de toneladas de condensados e de 0,4 milhões de toneladas de GLP por ano.

iii) Módulos de *gas-to-liquids* (GTL) compacto: outra forma de monetização do gás natural do pré-sal é através da instalação de módulos de transformação de gás natural em gás de síntese e, posteriormente, em hidrocarbonetos líquidos (*syncrude*). Uma vantagem dos módulos GTL é que estes utilizam grande parte do CO₂ para produção de gás de síntese. Dessa forma, os módulos podem suportar até 35% do CO₂ no gás de alimentação, dispensando tratamento adicional.

Todas as alternativas apresentadas ainda possuem barreiras técnicas e econômicas. Por esta razão, as opções da separação do CO₂ e escoamento por dutos ou a reinjeção têm sido preferidas pelos produtores de gás no pré-sal até o momento.

Os desafios técnicos, econômicos e regulatórios descritos acima deixam claro que o aproveitamento do gás natural do pré-sal no longo prazo depende de uma política setorial à altura destes desafios. Neste sentido, é fundamental identificar uma agenda de política energética e de mudanças regulatórias para construir um ambiente de investimento atraente para o aproveitamento do potencial gasífero do pré-sal.

O governo federal lançou a iniciativa "Gás para Crescer" para reformar a indústria de gás, a fim de estimular a criação de ambiente de investimento mais apropriado à iniciativa privada e aberto à competição. Nesse contexto, em dezembro de 2016, o CNPE lançou um conjunto de diretrizes para a constituição de um novo mercado de gás natural no país.

As diretrizes contemplam maior transparência e redução de custos de transação; estímulo à concorrência e à formação do mercado de curto prazo; garantia de acesso de terceiros a gasodutos, unidades de processamento de gás e a

terminais de regaseificação; mudanças na tributação do gás natural; harmonização entre normas federais e estaduais; e integração entre os setores de gás e de energia elétrica.

A mesma resolução criou o Comitê Técnico para o Desenvolvimento do Gás Natural, com a missão de elaborar as medidas de aprimoramento do marco legal que serão enviadas ao Congresso Nacional, em consonância com as diretrizes apontadas pelo CNPE.

É fundamental, no entanto, que as mudanças regulatórias a serem implementadas no âmbito do programa "Gás para Crescer" levem em conta os desafios específicos para o aproveitamento do gás do pré-sal. Dentre os temas fundamentais para atrair mais investimentos para o gás do pré-sal encontra-se a redução da dependência da Petrobras para realização dos investimentos; o acesso a infraestruturas de escoamento e tratamento existentes, uma vez que, em alguns casos, este acesso pode contribuir para reduzir significativamente o custo do aproveitamento do gás do pré-sal; as condições de acesso ao mercado de gás, seja ao mercado das distribuidoras seja ao mercado termoeletrico inflexível; e criação de uma política para flexibilização da demanda e oferta doméstica de gás natural através do desenvolvimento de um mercado secundário de gás e de estocagem através de reservatórios subterrâneos e na forma de GNL.

1. Contextualização e objetivo do trabalho

No ano de 2006, os esforços exploratórios no *offshore* brasileiro permitiram a descoberta de petróleo no campo de Tupi (atual campo de Lula), que representou uma mudança no paradigma geológico brasileiro. Esta descoberta confirmou que, abaixo da extensa camada de sal (pré-sal), que se estende em uma área que vai da costa do estado do Espírito Santo até Santa Catarina há um sistema petrolífero de rochas reservatório de formação carbonática de alta

qualidade e com grande incidência de campos gigantes de petróleo (PEDROSA e CORREA, 2016).

Desde a descoberta de Tupi, as atividades exploratórias na área do pré-sal identificaram campos super gigantes na bacia de Santos, que vêm sendo desenvolvidos pela Petrobras em parceria com outras companhias internacionais. Esses esforços permitiram superar o desafio tecnológico apresentado pela nova fronteira geológica para alavancar a produção de petróleo e gás natural de forma exponencial ao longo da última década, alcançando a marca de 1,5 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d) em dezembro de 2016 (ANP, 2016).

Um diferencial importante dos campos do pré-sal é a elevada razão gás-óleo (RGO) dos reservatórios, que apontam para um grande potencial de produção de gás associado ao petróleo. A produção de gás dos campos do pré-sal foi de 49 milhões de m³ por dia (MMm³/d) em dezembro de 2016, o que representou 44% do total produzido no Brasil. Somente o campo de Lula produziu 30,8 MMm³/d no mesmo período.

Se por um lado, o pré-sal apresenta um grande potencial de produção de gás, por outro, existem enormes desafios tecnológicos para viabilizar o aproveitamento comercial deste gás. Os grandes reservatórios do pré-sal encontram-se a grandes distâncias da costa brasileira, o que encarece sobremaneira o escoamento deste gás. Ademais, o gás do pré-sal apresenta um nível elevado de contaminação, em particular por CO₂, o que implica investimentos relevantes para sua separação.

Em função das dificuldades mencionadas acima, o nível de reinjeção de gás natural triplicou entre 2010 e 2016. Ao mesmo tempo, o Brasil continua dependente da importação de gás natural. O consumo total de gás natural² no

² Consumo total representa o consumo final de gás natural incluindo o consumo da geração térmica, produção de derivados de petróleo e do consumo no processamento do gás.

Brasil desde 2000 cresceu de forma acelerada, passando de 28 MMm³/d em 2000 para cerca de 117 MMm³/d em 2015 (EPE, 2016a). Face a esse crescimento, a oferta doméstica não foi suficiente para satisfazer a demanda, elevando a necessidade de importações provenientes da Bolívia e de cargas de gás natural liquefeito (GNL). A média de crescimento das importações neste período foi de 19% e as importações chegaram a ocupar 45% do consumo total em 2014 (EPE, 2016a).

As projeções futuras da demanda de gás natural no Brasil, apontam para um crescimento importante podendo atingir 171,7 MMm³/d em 2024 (MME & EPE, 2015). Entretanto, as alternativas de fornecimento do energético para o país ainda encontram importantes desafios. O contrato de importação de gás natural boliviano, que satisfaz cerca de 30% da demanda nacional durante 2015, vencerá em 2019. Enquanto isso, o aumento da frequência das cargas de GNL e da capacidade de regaseificação do energético submete o país à volatilidade e aos preços do mercado internacional, com implicações para a competitividade de longo prazo da geração térmica a gás natural.

Nessas condições, o potencial de produção de gás natural nas bacias do pré-sal surge como uma solução para satisfazer a demanda brasileira de maneira mais favorável. Desta forma, é fundamental avaliar a viabilidade técnica e econômica da produção das reservas do pré-sal, buscando identificar os principais desafios e a agenda de mudanças na política energética e da regulação que contribuam para aumentar a atratividade dos investimentos necessários para aumentar o aproveitamento do gás produzido no pré-sal.

Para isso, este Texto para Discussão se organiza em quatro seções além desta contextualização. Na seção dois será analisado o potencial de produção do pré-sal com base nos campos descobertos e nas estimativas de recursos não descobertos. Em seguida, a seção três pretende analisar as barreiras para o aproveitamento das reservas do pré-sal a partir da análise dos aspectos técnicos, regulatórios e econômicos.

A seção quatro analisará as alternativas tecnológicas de monetização das reservas do pré-sal baseadas nos projetos de infraestrutura de escoamento desenvolvida e em desenvolvimento, além das outras possíveis alternativas de aproveitamento do gás natural. Considerando isso, serão projetados cenários de aproveitamento do gás natural do pré-sal.

Finalmente, a quinta seção se propõe a debater a agenda de mudanças regulatórias para o aproveitamento das reservas de gás natural do pré-sal no âmbito do programa federal “Gás para crescer”.

2. Potencial de produção de gás natural na área do Pré-sal

Segundo a Lei 12.351 de 2010, a área do pré-sal é definida como a região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas especificadas nesta lei (ver figura 1). O polígono do pré-sal possui cerca de 800 km de extensão e 200 km de largura na área oceânica territorial dos estados de Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santos.

O termo pré-sal apresenta duas conotações: o legal, descrito acima, e o geológico. O pré-sal legal é o termo designado para se referir a todo o prisma definido pela lei de 2010, incluindo a camada do pré-sal (pré-sal geológico) e a região posterior denominada pós sal. Assim, apesar da reforma regulatória de 2010 ter sido impulsionada pelo grande potencial geológico observado na camada do pré-sal geológico *vis-à-vis* às áreas do pós sal, o legislador não diferenciou estas duas áreas ao delimitar o polígono do pré-sal.

Em 2016, a produção do pré-sal originou-se de 68 poços distribuídos por 12 campos petrolíferos, sendo o campo de Lula responsável por cerca de 52% dos 1,2 milhões de boe diários produzidos na média do ano (ANP, 2017). Naquele mesmo ano, os campos do pré-sal geológico localizados nas bacias de Santos e de Campos responderam aproximadamente a 40% do total da produção brasileira de petróleo e gás natural. A produção diária de petróleo passou de uma

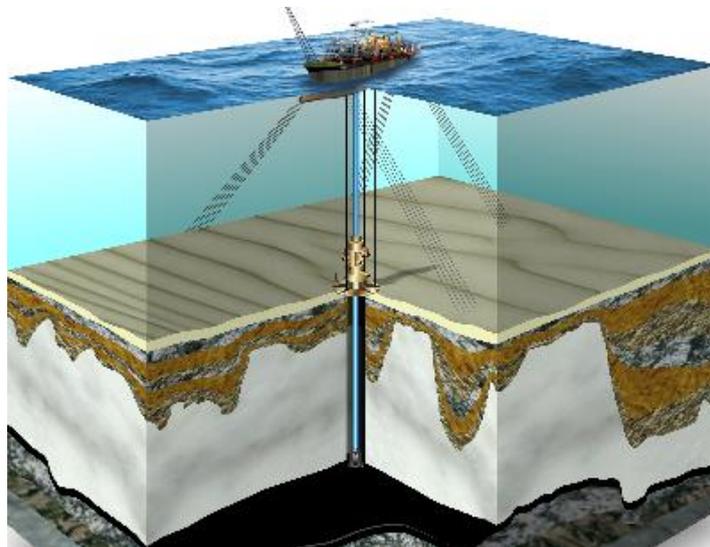
média de 41 mil barris por dia (b/d) em 2010 para mais 1 milhão b/d em meados de 2016 (PPSA, 2016).

Figura 1 - Polígono do Pré-Sal



Fonte: PPSA (2016)

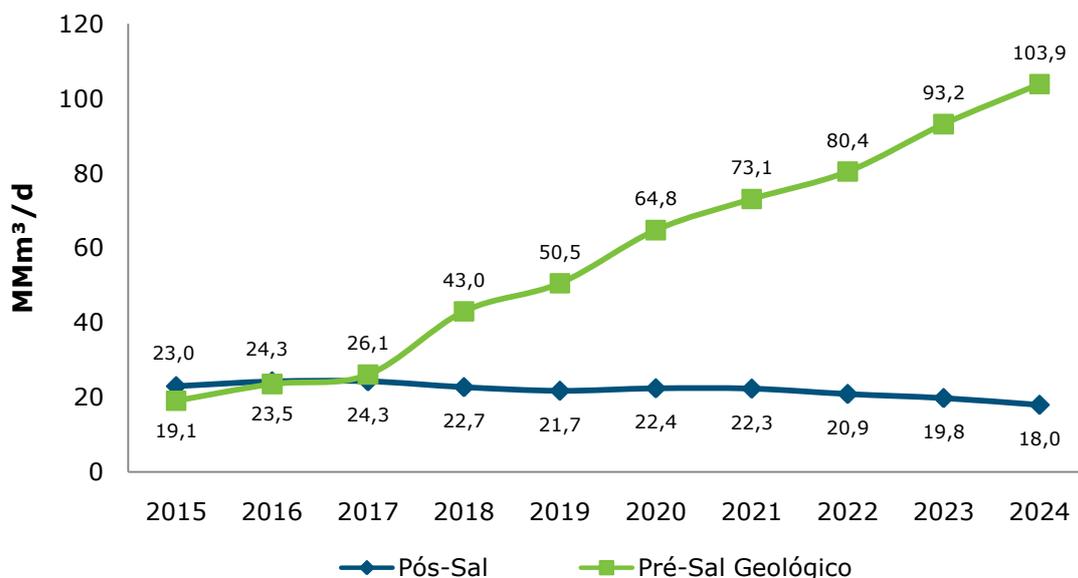
Figura 2 – Atividade de E&P abaixo da camada de Sal



Fonte: PPSA (<http://www.presalpetroleo.gov.br/>)

O rápido aumento da produção no pré-sal pode ser explicado pelo seu diferencial geológico. Os dez maiores poços do pré-sal possuem uma produção média de, aproximadamente, 32 mil b/d. O Plano Decenal de Energia 2024 estima que a produção no prisma do pré-sal (pré-sal legal) tem o potencial de atingir 4,5 MMb/d de petróleo e 121 MMm³/d de gás natural em 2024 (MME & EPE, 2015). Deste total, 3,4 MMb/d de petróleo (76%) e 103 MMm³/d de gás natural (85%) seriam produzidos na área do pré-sal geológico (reservas localizadas abaixo da camada de sal) (Gráfico 1). Os recursos já descobertos serão responsáveis por 98% da produção de hidrocarbonetos estimado para 2024 nesta área. As estimativas incluem as grandes descobertas de Libra e da Cessão Onerosa, especialmente o campo de Búzios.

Gráfico 1 - Produção Bruta Potencial no Pré-Sal Legal



Fonte: Elaboração própria com base em MME & EPE (2015)

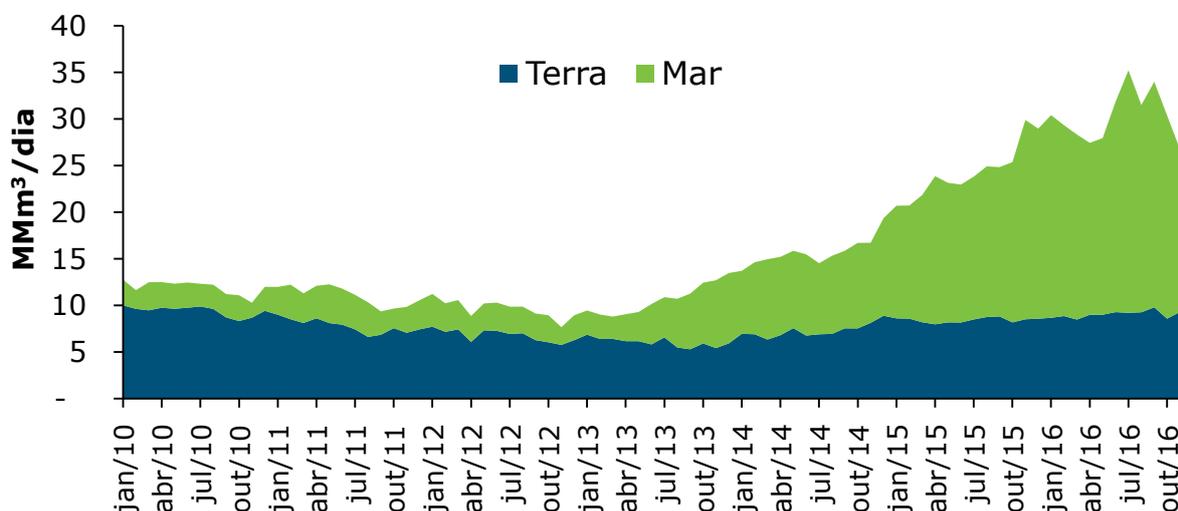
Apesar do crescimento da oferta nos próximos 10 anos ter origem de campos já descobertos, é importante considerar que existe um enorme potencial para descoberta de novos campos a partir do esforço de exploração em andamento e de novas licitações de blocos exploratórios na área do pré-sal. Em dezembro de

2016, existiam 48 campos em etapa de exploração na área do pré-sal legal, sendo 28 deles na bacia de Santos, e os outros 18 na bacia de Campos (ANP, 2017).

Quando falamos sobre a produção potencial de gás natural do pré-sal geológico, é preciso considerar que seus recursos apresentam características muito peculiares. Na sua maior parte, são constituídos de gás associado ao petróleo. A maioria dos campos do pré-sal da bacia de Santos apresentam uma razão gás-óleo (RGO³) elevada. O RGO dos campos atuais do pré-sal situa-se entre 250 e 300, sendo que o campo de Libra apresenta um RGO de 500 ou maior. Este gás associado apresenta um nível elevado e muito variável de contaminação com dióxido de carbônico (CO₂). Como veremos adiante, o elevado nível de contaminação por CO₂ implica em custos elevados para separação dos contaminantes e aproveitamento do gás natural. Ressalte-se ainda que a viabilidade do aproveitamento comercial das reservas de gás é impactada pela grande distância destes campos até a costa, o que eleva o custo de seu escoamento. Apesar destes fatores, atualmente a reinjeção do gás nos campos tem como função principal estimular o aumento da produção de petróleo no pré-sal, sendo exportado o gás excedente(Gráfico 2).

Este conjunto de características torna muito mais difícil estimar o volume de gás do pré-sal a ser aproveitado comercialmente, dado que parte importante do gás produzido é reinjetado para estimular a produção de petróleo. No entanto, ainda existem muitas incertezas quanto ao volume ótimo de gás a ser reinjetado nos campos. Desta forma, as estimativas sobre oferta de gás do pré-sal ainda dependem de cenários sobre a reinjeção.

³ A RGO mede a relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo, medidas nas condições de superfícies. Ou seja, o volume de gás em relação e ao volume de óleo.

Gráfico 2 - Reinjeção de gás natural no Brasil, entre 2010 e 2016

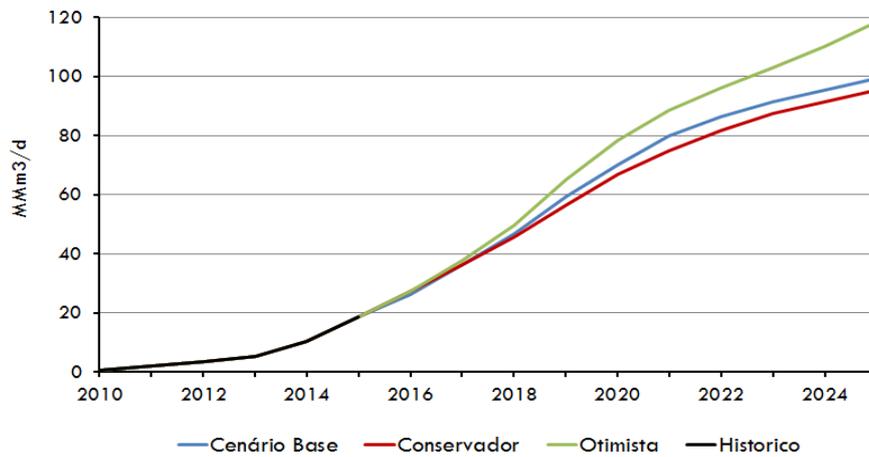
Fonte: Observatório do Setor IBP com dados ANP (2017)

O estudo realizado pelo Grupo de Economia da Energia (GEE/UFRJ) para a Confederação Nacional da Indústria (CNI) elaborou cenários para a produção nacional de gás nos campos do pré-sal geológico da bacia de Santos (CNI, 2016). Este estudo, construiu três cenários de produção bruta e aproveitamento comercial (Base, Conservador e Otimista). A projeção para 2025 para a produção bruta no pré-sal geológico da Bacia de Santos situou-se entre 87 e 120 MMm³/d. O cenário base foi estimado em aproximadamente 100 MMm³/d.

Entretanto, ao deduzir o gás natural reinjetado, queimado e utilizado para consumo próprio, chegou-se a uma produção líquida de gás natural disponível para comercialização muito menor. Conforme pode ser observado no Gráfico 4, esta produção pode variar de forma muito significativa entre o cenário conservador e otimista (entre 28 MMm³/dia e 55 MMm³/dia). No Cenário Base, a produção disponível de gás alcança o nível de 40 MMm³/d, em 2025. A diferença

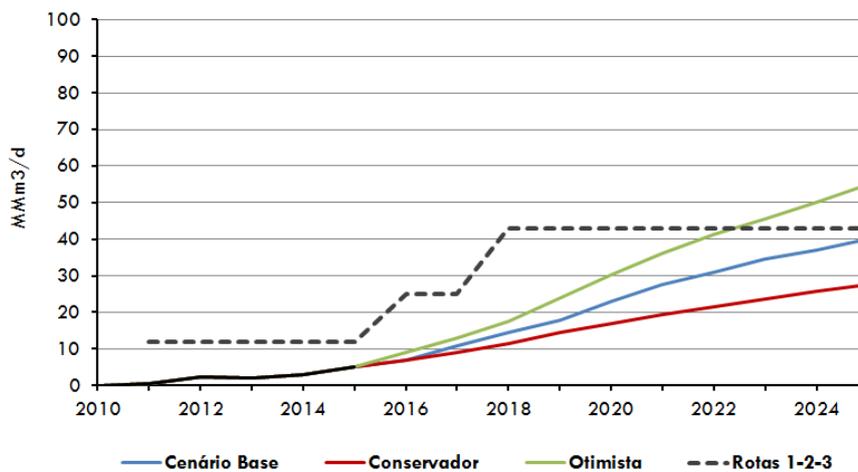
entre os cenários deve-se principalmente à maior reinjeção de gás no cenário pessimista⁴.

Gráfico 3 – Cenários de produção Bruta de Gás no Pré-sal



Fonte: CNI (2016)

Gráfico 4 – Cenários de produção líquida* de gás no Pré-sal



* Deduzindo reinjeção, queima e consumo próprio.

Fonte: CNI (2016)

⁴ No cenário pessimista o estudo estimou um nível de reinjeção entre 50 e 60% nos primeiros 10 anos. A partir do décimo ano, o nível de reinjeção começaria a diminuir. Já no cenário otimista, a redução da reinjeção já começaria a ocorrer no quinto ano (CNI, 2016). Vale destacar, que em janeiro de 2017, a exportação do Pré Sal já atingiu patamar de 20 MMm³/d, o que superou o cenário otimista deste estudo.

3. Barreiras para aproveitamento do gás no Pré-sal

O aproveitamento do gás do pré-sal dependerá essencialmente da viabilidade econômica dos investimentos necessários para a separação, escoamento e o processamento do gás natural para venda ao mercado nacional. A opção de reinjeção do gás para estimular a produção do petróleo será adotada sempre que se justificar tecnicamente. Entretanto, em situações que a reinjeção do gás não for tecnicamente justificável e o aproveitamento comercial não for viável, os operadores simplesmente não terão como desenvolver o campo.

O gás natural associado pode ser usado para aumentar a pressão no reservatório e melhorar o fator de recuperação de petróleo. Outro benefício da reinjeção do gás é que a mistura do gás com o óleo pode induzir uma redução da viscosidade do óleo, facilitando seu descolamento na rocha. Entretanto, uma avaliação precisa dos benefícios e das consequências da utilização do gás natural para fins de estimulação da produção de petróleo depende de um melhor conhecimento da dinâmica dos reservatórios carbonáticos, já que estes apresentam muitas características ainda pouco estudadas por falta de análogos geológicos. O conhecimento preciso dos efeitos da reinjeção do gás só serão conhecidos plenamente com o avanço do ciclo de vida dos reservatórios do pré-sal⁵.

Por outro lado, a viabilidade econômica do aproveitamento comercial do gás do pré-sal dependerá do custo da separação do CO₂, escoamento e tratamento, em relação ao preço do gás no mercado.

⁵ Uma questão geológica e econômica muito importante é se parte do gás reinjetado deverá/poderá ser recuperado em um estágio mais avançado do ciclo de vida do campo.

3.1. A separação do CO₂

A concentração de CO₂ no gás dos reservatórios do pré-sal (10 a 45% mol⁶) está muito acima dos limites toleráveis pela ANP para o gás a ser comercializado (3% de CO₂) (ROCHEDO et al 2016; ANP, 2008). A elevada concentração de CO₂ nos reservatórios do pré-sal traz importantes desafios tecnológicos para a separação e o armazenamento seguro do CO₂. O gás com alta concentração de CO₂ não pode ser transportado até a costa sem a prévia separação do contaminante. O transporte do gás natural com elevados índices de contaminação por CO₂ não é viável tecnicamente em função de seus efeitos corrosivos nos equipamentos de transporte. Atualmente a separação do CO₂ é realizada através de plantas de separação por membranas instaladas nas unidades de produção (FPSOs). Estes equipamentos são custosos, intensivos em energia e ocupam uma área importante da unidade de produção.

A tecnologia convencional de separação de CO₂ por membranas é de difícil viabilidade técnica e economicamente para o caso de reservatórios com elevada RGO e alto grau de contaminação por CO₂. Neste contexto, é preciso destacar os grandes avanços tecnológicos realizados pela Petrobras⁷, atingindo a marca expressiva de 4,5 milhões de toneladas de CO₂ separados do gás e reinjetados.

O maior grau de contaminação requer uma maior capacidade de separação do CO₂ na plataforma. Entretanto, a simples multiplicação de módulos de separação de CO₂ não é viável em função da escassez de espaço na FPSO. Segundo Beltrão et al (2009), o desenvolvimento de unidades compactas de separação de CO₂ nas plataformas é essencial para o aproveitamento do gás natural com elevados

⁶ Mol é o nome da unidade de base do Sistema Internacional de Unidades (SI) para quantidade de substância ou representação de proporções químicas para concentração de substâncias. Corresponde a aproximadamente $6,022 \times 10^{23}$ moléculas de uma dada substância.

⁷ Em 2015, a companhia foi premiada na OTC Brasil pelo desenvolvimento de 10 importantes tecnologias para o pré-sal, incluindo a "Primeira separação de CO₂ associado ao gás natural em águas ultra-profundas com reinjeção de CO₂", o "Mais profundo poço submarino de injeção de gás com CO₂" e o "Primeiro uso do método alternado de injeção de água e gás em água ultra-profunda".

índices de contaminação no pré-sal. Existem tecnologias alternativas de separação de CO₂ (Absorção Química, Permeação em Membranas, Absorção Física, Adsorção, Destilação Criogênica e Processos Híbridos) que atualmente são utilizadas no setor industrial. Entretanto, estas tecnologias não apresentam a escala mínima exigida pelos volumes de CO₂ contidos nos reservatórios do pré-sal (ROCHEDO et al, 2016).

Vale ressaltar ainda que o CO₂ separado deve ser reinjetado para evitar a contaminação da atmosfera e impactos potenciais no aquecimento global. Caso a reinjeção do CO₂ aconteça no reservatório de produção, o nível de contaminação do reservatório tende a aumentar com o tempo.

Mesmo no caso onde o gás é simplesmente reinjetado sem a separação do CO₂, o elevado nível de contaminação requer que os materiais utilizados na completção e no desenvolvimento dos poços produtores devam ser resistentes a grande concentração de CO₂. Em particular, os *risers* vêm sendo adaptados à profundidade considerando tal concentração e a alta pressão. Ademais, o desenvolvimento de linhas de fluxos para reinjeção de gás em elevada pressão representa outro desafio tecnológico do pré-sal.

3.2. O escoamento e tratamento

Além do custo com a separação do CO₂, o escoamento do gás natural até a costa também apresenta um importante desafio de custo. Os gasodutos de escoamento do pré-sal são custosos em função da distância entre os campos e a costa em função da profundidade dos campos. Os equipamentos para transporte de gás em águas profundas apresentam custos mais elevados pois devem ser reforçados (maior espessura) para suportar a elevada pressão.

Atualmente, o gás natural proveniente do pré-sal tem sido escoado por dois grandes gasodutos submarinos (Rota 1 e Rota 2). A Rota 1 está em operação desde 2011 e liga os campos de Lula e Sapinhoá ao gasoduto entre o campo de Mexilhão e a UPGN de Caraguatatuba em São Paulo. O gasoduto Lula-Mexilhão

tem capacidade de escoamento 10 MMm³/d. Além disso, o gasoduto Mexilhão-UTGCA, com capacidade e 20 MMm³/d de escoamento, se destina a movimentar 10 MMm³/d do pré-sal e 10 MMm³/d do pós-sal.

A rota 2, entrou em operação em fevereiro de 2016 com capacidade para escoar, diariamente, 13 MMm³/d da região de Santos até o Terminal de Tratamento de Gás de Cabiúnas, em Macaé (RJ). Com 401 quilômetros de extensão, o Rota 2 é o gasoduto submarino de maior extensão em operação no Brasil. (Petrobras, 2016c)

Além dos dois gasodutos já em operação, a Petrobras prevê a construção de um terceiro gasoduto (rota 3) que irá ligar o campo de Búzios e outros campos da cessão onerosa à UPGN do Comperj, em Itaboraí (RJ). A Rota 3 tem cronograma de implantação o ano de 2019 podendo ainda ser postergadoe terá capacidade de escoar 21 MMm³/d.

Para além das três rotas da Petrobras, a empresa Cosan, controladora da COMGAS, vem realizando estudos de viabilidade para o desenvolvimento de uma quarta rota de escoamento do gás natural do pré-sal, conhecida como projeto ALPHA. O projeto já se encontra em discussões e consiste no desenvolvimento de um quarto gasoduto de escoamento ligando a bacia de Santos até o litoral do estado de São Paulo, onde se encontraria a Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGN). Nos planos contempla-se a construção de um gasoduto com capacidade de escoamento de 15 MMm³/d, para fornecer gás natural para os municípios da baixada santista e outros que estejam sob concessão da COMGAS (ZANARDO, 2015).

Figura 3 - Rotas de Escoamento da produção do Pré-sal



Fonte: Petrobras (2016d)

Segundo estimativas da Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, espera-se que o gasoduto exija um nível de investimentos de R\$ 6 bilhões (VALOR ECONÔMICO, 2015). A rota 4 já conta com o projeto conceitual elaborado. Em 2014, a COSAN deu entrada ao processo de licenciamento do empreendimento junto ao Instituto Brasileiro de Meio Ambiente (IBAMA).

Portanto, o potencial de produção de gás apontado na seção 2 vai muito além dos projetos existentes para escoamento e tratamento de gás no pré-sal, principalmente, se considerarmos um horizonte que vai além de 2025. Entretanto, a atração de investimentos privados para o aproveitamento comercial do gás vai depender das condições de viabilidade econômica dos projetos. Esta viabilidade, por sua vez, depende das condições para venda do

gás natural ao mercado *vis a vis* os custos dos investimentos para separação do CO₂, escoamento e tratamento.

3.3. O acesso ao mercado de gás natural

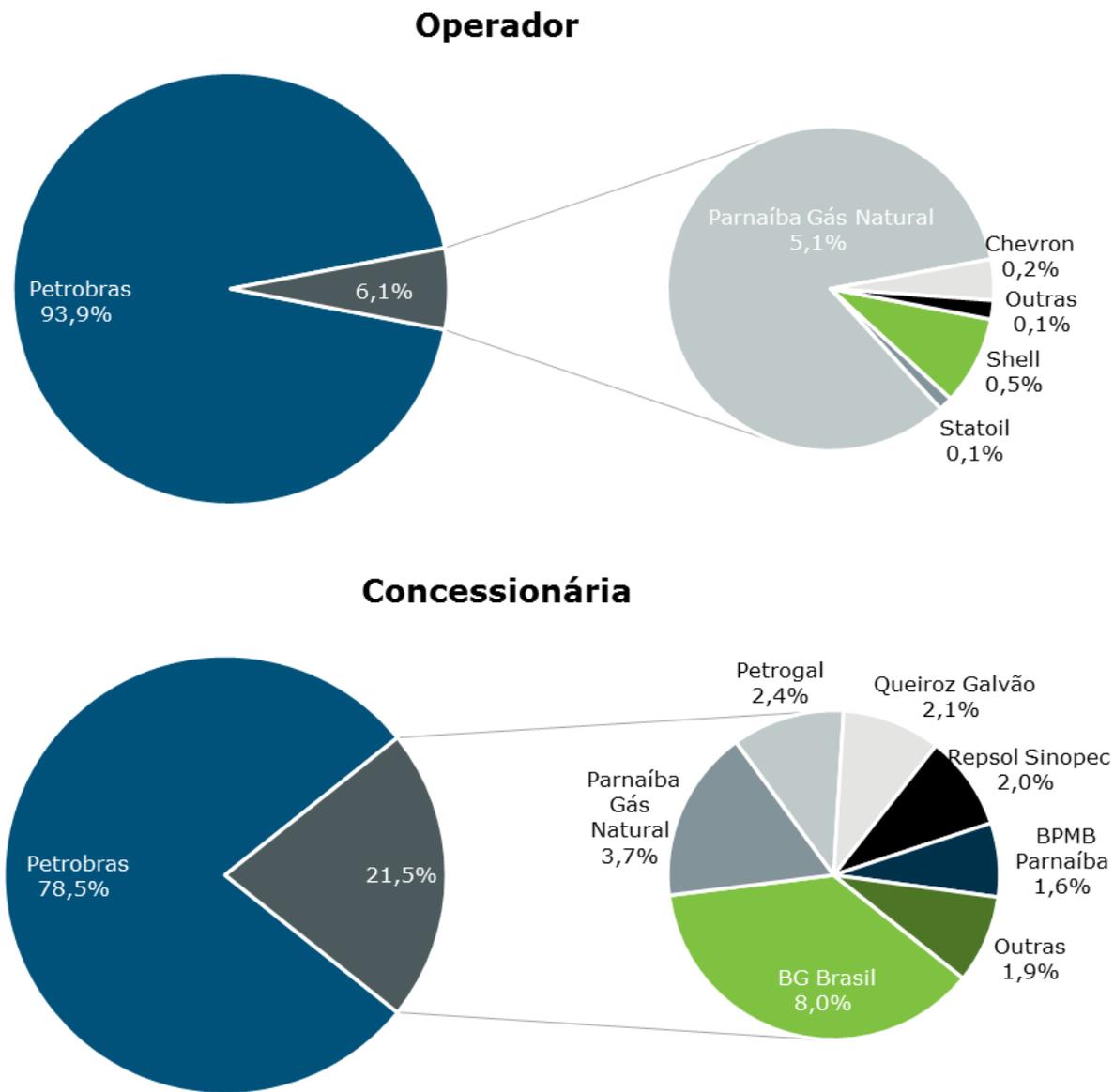
A realização de vultosos investimentos para o aproveitamento comercial do gás do pré-sal requer a possibilidade de venda deste gás ao mercado final, ou seja, para as distribuidoras estaduais ou consumidores livres (grandes indústrias ou termelétricas). Contudo, ainda existem barreiras importantes à entrada aos mercados.

Atualmente, cerca de 88 empresas estão presentes no segmento de exploração e produção (E&P), sendo que 49 destas são produtoras de gás natural. Entretanto, a Petrobras continua sendo a principal produtora de gás natural no país. Em 2016, a empresa foi responsável por aproximadamente 94% da produção de gás como operadora, e cerca de 79% da produção como concessionária (Gráfico 5). Praticamente todas as empresas que produzem gás natural no Brasil vendem sua produção de gás para a Petrobras, com exceção da Parnaíba Gás e da BPMG Parnaíba, ambas no Maranhão⁸. Apesar deste contexto, a Petrobras tem se posicionado favoravelmente aos investimentos em consórcios para escoamento do gás do pré-sal, como é o caso daqueles já existente com participação de empresas como Shell/BG, Repsol e Galp.

Ou seja, a abertura do segmento de exploração e produção não resultou no desenvolvimento de um mercado para o gás natural.

⁸ As empresas que produzem gás na Bacia do Parnaíba consomem diretamente o energético em térmicas localizadas próximas aos poços produtores.

Gráfico 5 - Produção Nacional de Gás Natural por Operador e Concessionária, em 2016



Fonte: Observatório do Setor IBP com dados ANP

3.3.1. O predomínio da Petrobras

Mesmo com a abertura do E&P de petróleo e gás natural com a Lei 9.478/97 (BRASIL, 1997), chamada “Lei do Petróleo”, bem como com o advento da Lei 11.909/2009 (BRASIL, 2009), conhecida como “Lei do Gás”, a Petrobras continuou monopolista *de facto* na oferta de gás natural para o mercado brasileiro através do controle de praticamente toda a infraestrutura de escoamento, tratamento, transporte e importação; além de ter participação acionária na maioria das distribuidoras estaduais (a Gaspetro, empresa subsidiária da Petrobras possui participação acionária em 19 das 27 distribuidoras de gás natural existentes no Brasil) (GASPETRO, 2017).

O controle pela Petrobras da infraestrutura e a participação nas distribuidoras representam barreiras importantes para que novos produtores venham a comercializar sua produção de gás natural. Ocorre também que devido à falta de escala e elevados requerimentos de capital, muitos pequenos produtores não conseguem viabilizar o escoamento e o transporte, dependendo da estatal para a venda de sua produção.

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 potenciais comercializadores de gás. De forma efetiva, o mercado final vem se mantendo fechado para novos fornecedores.

Alguns estados iniciaram o processo de liberalização do mercado final para grandes consumidores. Nos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Espírito Santo, Minas Gerais, 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.

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.

3.3.2. Mercado elétrico

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 à geração hídrica. Isto restringe a entrada de novos projetos termelétricos voltados para uma operação contínua, na base da curva de carga, em especial de projetos a gás natural 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 no Brasil, a flexibilidade requerida pelo setor elétrico implica em custos impraticáveis para os produtores de gás natural no país, sobretudo quando o gás é associado.

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 de curto prazo de eletricidade. Ou seja, uma térmica paga a energia não gerada pelo preço de curto prazo vigente em seu submercado. No Brasil, este preço é o preço de liquidação das diferenças (PLD)⁹ que, nos períodos de hidrológicos desfavoráveis,

⁹ 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.

pode ficar por muito tempo no teto estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica - 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.

3.3.3. *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,

capacidade de transporte contratada e do contrato de importação da Bolívia. A garantia da oferta por parte dos produtores e importadores independentes representa importantes barreiras à entrada de novos ofertantes no mercado de gás brasileiro.

3.4. Desafios econômicos

Além de contornar as barreiras de acesso ao mercado, o aproveitamento do gás do pré-sal requer a viabilidade econômica do investimento na separação do CO₂, escoamento e tratamento em UPGN. Para ilustrar os desafios econômicos para o investimento no aproveitamento do gás do pré-sal, este estudo elaborou uma avaliação técnica e econômica de um projeto conceitual para o escoamento de um volume de 10 MMm³/d. Esta avaliação buscou precificar todos os custos adicionais gerados pela opção de escoamento do gás em relação à opção de reinjeção do gás. As seguintes premissas foram consideradas na avaliação:

- a) O gás seria produzido num campo do pré-sal e passaria por um processo de separação do CO₂ antes de ser escoado até uma UPGN localizada na costa.
- b) A análise econômica do projeto considera os custos para a separação do CO₂, escoamento do gás e do tratamento numa UPGN localizada na costa.
- c) O CO₂ separado seria reinjetado no campo para estimulação da produção de petróleo. Entretanto o custo da reinjeção não foi considerado como um custo para o aproveitamento do gás natural.
- d) Os custos de exploração e produção do gás não foram considerados. Ou seja, buscou-se identificar apenas qual seria o preço do gás na costa (sem os custos de transporte e distribuição) que viabilizaria os investimentos para o seu aproveitamento comercial.
- e) Apesar dos custos de E&P não terem sido considerados, a análise considerou o custo de pagamento de royalty e participação especial para o gás escoado. Isto foi feito porque este é um custo adicional para o

produtor que decide vender o gás, já que o gás reinjetado no mesmo campo é isento de participações governamentais (BRASIL, 1998).

A Tabela 1 resume os principais parâmetros técnicos e econômicos considerados para a avaliação econômica do projeto.

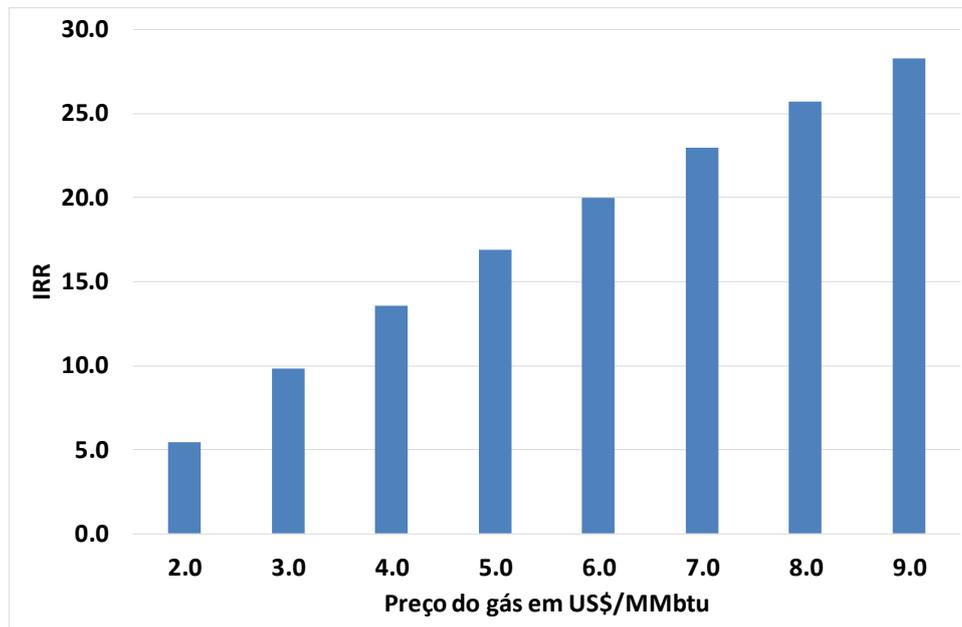
Tabela 1 - Parâmetros Técnicos e Econômicos Considerados para Avaliação do Projeto Conceitual

Características do Gás	
Volume total escoado (MMm ³ /dia)	10
Contaminação de CO ₂ (%)	20
Participação de C ₃ -C ₄ e Líquidos (%)	12%
Separação CO₂	
Capex separação (US\$ milhões)	350
Opex separação (% do capex)	5%
Escoamento	
Distancia da costa (km)	250
Diâmetro do duto (polegadas)	22
Custo Metropol (US\$)	170
Capex escoamento (US\$ milhões)	935
Opex escoamento (% do Capex)	2%
UPGN	
Custo Processamento (US\$ milhões por MMm ³ /dia)	71
Capex UPGN (US\$ milhões)	710
OPEX UPGN (% do CAPEX)	5%
Capex Total (US\$ milhões)	1995
Opex Total (US\$ milhões/ano)	71.7

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da EPE (2014)

As premissas acima foram utilizadas para realizar simulações através do modelo GEE-IBP *Upstream* buscando-se identificar a rentabilidade do investimento para o aproveitamento do gás natural em diferentes cenários de preço de gás na costa. O gráfico 6 apresenta o nível de rentabilidade do investimento para o aproveitamento comercial do gás, nos diferentes cenários de preço do gás na costa.

Gráfico 6 – Rentabilidade do Aproveitamento do Gás para Diferentes Cenários de Preço do Gás



Obs: IRR – Taxa Interna de Retorno do projeto

Fonte: Elaboração Própria

A análise identificou que o aproveitamento do gás do pré-sal seria viável somente com preços acima de US\$ 3 por MMBtu, lembrando que foram desconsiderados os custos de E&P, transporte e distribuição. Ou seja, o custo para aproveitamento do gás do pré-sal seria bastante expressivo. Vale lembrar, que há ainda custos econômicos de oportunidade quanto ao investimento e comercialização deste gás.

A análise acima demonstra que é fundamental reduzir o risco dos projetos para aproveitamento do gás. Um menor nível de risco permitiria atrair mais investimentos e também viabilizaria preços de venda do gás a preços mais competitivos.

O nível de custos apontados acima para o aproveitamento do gás natural do pré-sal coloca em questão o debate atual sobre a parcela do governo do gás natural produzido em contratos de partilha de produção. A parcela do governo do gás

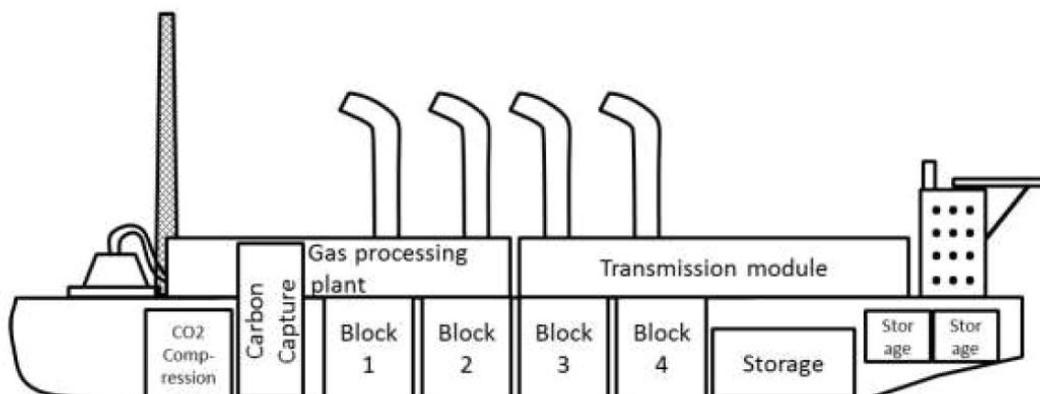
lucro terá um custo muito significativo. Este custo deverá ser pago pelos consumidores. Caso este custo seja alocado na produção do óleo ocorrerá uma redução do óleo lucro do projeto, portanto, com redução da arrecadação governamental.

4. Alternativas tecnológicas de monetização do gás do Pré-sal

Tendo em vista as dificuldades técnicas e econômicas para o aproveitamento do gás através do seu escoamento via dutos, as empresas presentes no pré-sal estão avaliando alternativas tecnológicas para monetização do gás. Dentre as alternativas estudadas até o momento estão: i) o uso do gás para produção de energia elétrica na boca do poço através de usinas instaladas em plataformas *gas-to-wire* (GTW); ii) a liquefação do gás (GNL) em plantas embarcadas; e a conversão do gás em combustíveis líquidos através de plantas de *gas-to-liquids* (GTL) embarcadas.

4.1 - Gas-to-wire

Gas-to-wire (GTW) é uma alternativa de aproveitamento do gás natural em campos onde o transporte apresenta dificuldades técnicas ou não é rentável. Em um sistema GTW, o gás é processado e a energia gerada é enviada tanto para a rede terrestre, quanto para outras plataformas através de cabos de alta tensão. Esta é a solução para alguns campos de gás na bacia do Parnaíba, sendo caracterizada por uma verdadeira inovação em termos de modelo de negócio. Um exemplo de GTW aplicado ao offshore, em plataforma do tipo *Floating Production Storage and Offloading* (FPSO) com uma central de 430 MW, é dado por Windén et al. (2013). A figura abaixo apresenta esquema de um FPSO onde a geração de energia é dividida entre quatro blocos de turbinas a ciclo combinado.

Figura 4 – Modelo de Gás-to-Wire em uma FPSO

Fonte: Windén et al. (2013)

Em relação à transmissão da energia gerada, os cabos de alta voltagem em corrente contínua (HVDC) são preferíveis aos cabos de alta corrente alternada (HVAC), uma vez que há menos perdas no processo de transmissão. Entretanto, os cabos em corrente contínua (CC) exigem que a eletricidade gerada seja transformada de corrente alternada (AC) para contínua (CC) na própria plataforma o que é um processo dispendioso e que envolve perdas entre 2 e 3% (ERLICH E BRAKELMANN, 2007). Por esta razão, os cabos AC são preferíveis para transmissão em curtas distâncias.

A distância máxima para se utilizar cabos do tipo AC varia entre 50 e 100 km (LAZARIDIS, 2005; NEGRA et al, 2006). No entanto, isso irá depender das tecnologias específicas envolvidas. No entanto, estudos recentes mostram que há um elevado potencial de redução de custos das tecnologias do tipo HVDC de forma que é mais provável que esta será utilizada para transportar a eletricidade gerada por futuras instalações offshore.

4.2 - GNL embarcado

Outra alternativa de aproveitamento das reservas de gás natural associado do pré-sal, adicional às rotas de escoamento, é o projeto de liquefação de gás

natural embarcado. Essa opção de monetização mostrou-se ainda mais concreta quando, em 2009, a Petrobras formalizou com a BG Group a criação de uma "joint venture", com a finalidade de desenvolver uma unidade de liquefação de gás embarcado (GNLE). Posteriormente, a Repsol e Galp juntaram seus esforços de pesquisa ao projeto.

Os estudos de viabilidade foram realizados projetando a produção de uma unidade com capacidade de liquefazer 14 MMm³/d de gás natural para operar na Bacia de Santos a 300 quilômetros da costa (PETROBRAS, 2009). Em 2011, a companhia recebeu propostas técnicas de três consórcios interessados. No entanto, a decisão final de investimento foi derrogada em função do maior interesse no desenvolvimento da rota 2 de escoamento.

Atualmente existe uma série de projetos de construção de planta de liquefação de gás natural offshore no mundo. Em março de 2016, a Petronas anunciou a conclusão das obras de construção do primeiro navio de liquefação do mundo. O projeto, conhecido como Satu, tem 360 metros de comprimento por 60 de largura e irá ficar localizado a 180 km da costa da Malásia. Sua produção anual estimada será de 1,2 milhões de toneladas de GNL. O projeto foi elaborado pela empresa sul-coreana Daewoo Shipbuilding Marine & Engineering (DSME).

A empresa malaia vem se destacando na produção de GNL embarcado, em maio de 2016, ela anunciou a conclusão das obras do seu segundo navio de liquefação construído pela sul-coreana Samsung Heavy Industries (SHI) shipyard. O segundo FLNG da Petronas está localizado a 240 km da costa malaia.

Outros projetos como o da Shell (a ser instalado na costa australiana), da ENI (na costa de Moçambique), entre outros, estão em fase de desenvolvimento. O grande número de projetos e negociações envolvendo estaleiros, empresas de GNL e operadores evidencia a importância dessa nova rota tecnológica para a indústria de gás natural.

4.3 - Módulos de GTL Compactos

Outra forma de monetizar os elevados volumes de gás natural associado ao petróleo do pré-sal são os módulos compactos de transformação de gás natural em gás de síntese e posteriormente em hidrocarbonetos líquidos (*syncrude*). Recentemente têm sido desenvolvidas novas plantas modulares GTL integradas aos FPSOs. Os módulos integrados convertem o gás associado em *syncrude* que é misturado com a carga de petróleo bruto a bordo do FPSO. Isso elimina a necessidade de infraestrutura de transporte adicional ou acesso ao mercado para o produto convertido.

A grande vantagem dos módulos de GTL integrados é que estes podem suportar até 35% de CO₂ no gás de alimentação dispensando tratamento adicional uma vez que utiliza grande parte CO₂ para a produção de gás de síntese. Em 2010 a Petrobras, em parceria com a CompactGTL, a Zeton Inc e a Sumitomo Precision Products, iniciou a construção de uma planta piloto (Baxter, 2010)

As vantagens econômicas e técnicas dessa opção de monetização são:

1. O objetivo não é produzir combustíveis. O gás associado é convertido em um *syncrude* que é misturado e armazenado com o petróleo bruto. Isso evita o armazenamento adicional e os custos de infraestrutura logística e de mercado. Isso se mostra uma ótima solução para a utilização do gás natural associado em campos petrolíferos remotos onde a queima contínua seja proibida e/ou onde a reinjeção de gás se mostra cara ou potencialmente danosa ao desempenho do reservatório.
2. Uma vez que a instalação GTL é incorporada a construção do FPSO, não há um custo adicional de Capex. Na maioria dos casos, o maior custo do FPSO é compensado pelas economias de Capex associadas a não instalação das infraestruturas de reinjeção de gás ou de gasodutos submarinos para ligação ao mercado.
3. Mesmo nos casos em que o Capex de um gasoduto submarino de escoamento é razoável, a empresa ainda pode enfrentar o atraso do projeto em função das negociações comerciais de venda do gás.

Dessa forma, as tecnologias apresentadas anteriormente, constituem alternativas para contribuir num maior aproveitamento das reservas de gás natural em áreas com as características do pré-sal. Evidentemente, a opção dos gasodutos de escoamento permanece como a mais atrativa, principalmente, pela capacidade de aproveitamento do gás natural e por sua maior viabilidade econômica. No entanto, estas alternativas de monetização compõem tecnologias em processo de amadurecimento que podem eventualmente ser consideradas futuramente para aumentar o nível de aproveitamento do gás natural do pré-sal nos próximos anos.

Como pôde ser visto nessa seção, existem diversas alternativas de monetização do gás natural do pré-sal. Em todos os casos ainda existem barreiras a serem enfrentadas o que torna a escolha tecnológica uma decisão estratégica sensível em diversos aspectos técnicos, econômicos e regulatórios.

No caso do GTW e das plantas de GTL embarcadas, além da redução dos custos logísticos de escoamento e armazenamento, as empresas reduzem os riscos de mercado uma vez que tanto a eletricidade gerada quanto o *syncrude* produzido e misturado ao petróleo possuem mercados mais maduros e com maior liquidez. Contudo, no caso do GTW, a regulação ambiental vigente exige a separação e o armazenamento do CO₂ misturado ao gás natural o que traz um custo adicional quando comparado ao GTL. Nesse sentido, a opção do GTW parece ser mais adequada para campos com percentuais de CO₂ baixos a moderados e mais próximos a costa.

No caso do GNL embarcado, as recentes experiências internacionais vêm mostrando uma crescente aceitação dessa nova tecnologia. O desenvolvimento de inúmeros projetos, principalmente na Ásia, vem permitindo explorar economias de escala e de escopo o que têm reduzido consideravelmente os custos dos projetos.

No caso brasileiro, o recuo da Petrobras no desenvolvimento de um terminal para a costa brasileira e a escolha pela construção da rota 3 seria uma opção de consumo próprio do gás natural, em especial nas suas unidades de refino e de fertilizante. Contudo, com a recente redefinição do seu plano estratégico da empresa, surgiram dúvidas quanto a estratégia de aproveitamento do gás natural dentro da própria empresa, uma vez que tanto as unidades de fertilizantes quanto parte do parque térmico da empresa estão à venda.

Por outro lado, avaliando alternativas, a viabilidade econômica de projeto de desenvolvimento de uma planta de liquefação embarcada dependeria dos preços futuros do GNL no mercado internacional. O que acontece é que nos últimos anos, com a redução sustentada do preço do petróleo no mercado mundial e com a entrada dos EUA como exportador de gás natural, os preços do GNL estão relativamente baixos, comprometendo a viabilidade econômica de plantas de liquefação embarcadas. Ademais, com a redução dos investimentos da Petrobras e a redefinição do seu escopo de atuação, parece impensável, pelo menos nesse momento, que a empresa se aventure na construção deste tipo de planta de GNL.

5. Agenda para promoção do aproveitamento comercial do gás do Pré-sal

Os desafios técnicos, econômicos e regulatórios descritos acima deixam claro que o aproveitamento do gás natural do pré-sal depende de uma política setorial à altura destes desafios. Contrariamente ao censo comum, o fato do gás do pré-sal ser associado ao petróleo não implica o seu aproveitamento comercial independentemente das condições econômicas. Como se demonstrou nas seções anteriores, a situação aponta para o contrário. Ou seja, um maior aproveitamento do gás do pré-sal requer uma estratégia governamental dando suporte aos esforços econômicos e tecnológicos necessários.

Após uma década da descoberta do pré-sal e da produção em seus campos ter atingido mais de um milhão de barris de petróleo por dia, a política petrolífera

nacional deu pouca atenção aos desafios para o aproveitamento do potencial gasífero da região. Apesar do Brasil importar cerca de 50% do gás que é vendido ao consumidor final, não existe uma estratégia de longo prazo para enfrentar os desafios descritos ao longo deste estudo. Neste sentido, é fundamental identificar uma agenda de política energética e de mudanças regulatórias para promover o melhor aproveitamento do potencial gasífero do pré-sal.

O governo federal lançou a iniciativa “Gás para Crescer” para reformar a indústria de gás, a fim de estimular a criação de ambiente de investimento mais apropriado à iniciativa privada e aberto à competição. Em 2016, o governo fez um diagnóstico do ambiente de investimento da indústria de gás e colocou em Consulta Pública o documento “Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil”¹⁰.

A partir das contribuições da Consulta Pública, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE aprovou uma resolução em dezembro de 2016 com as diretrizes para a constituição do novo mercado do gás natural no país. As diretrizes contemplam maior transparência e redução de custos de transação; estímulo à concorrência e à formação do mercado de curto prazo; garantia de acesso de terceiros a gasodutos, unidades de processamento de gás e a terminais de regaseificação; mudanças na tributação do gás natural; harmonização entre normas federais e estaduais e integração entre os setores de gás e de energia elétrica. A mesma resolução criou o Comitê Técnico para o Desenvolvimento do Gás Natural, com a missão de elaborar as medidas de aprimoramento do marco legal que serão enviadas ao Congresso Nacional, em consonância com as diretrizes apontadas pelo CNPE. Este comitê tem a participação de representantes de órgãos do governo federal e associações do setor.

¹⁰ Consulta Pública nº 20/2016 do MME.

Torna-se de suma importância, neste contexto, que as mudanças regulatórias a serem implementadas no âmbito do programa “Gás para Crescer” levem em conta os desafios específicos para o aproveitamento do gás do pré-sal. Alguns temas deveriam receber uma atenção especial no esforço de revisão do marco regulatório do setor, em particular aqueles que possam contribuir para redução das barreiras à entrada de novos atores e aumentar a atratividade do investimento no setor.

Dentre os temas fundamentais para atrair mais investimentos para o gás do pré-sal encontra-se a redução da dependência da Petrobras para realização dos investimentos. Todos os investimentos realizados até o momento para monetização do gás do pré-sal foram capitaneados pela Petrobras. Entretanto, a empresa encontra-se focada na redução do seu nível de alavancagem financeira e já deixou claro seu interesse em reduzir a participação no negócio do gás natural. Entretanto, a realização de investimentos no escoamento e tratamento de gás por empresas independentes precisa de condições de acesso ao mercado, tendo em vista as barreiras à entrada existentes no setor, em função dos anos de monopólio e da verticalização da atividade pela Petrobras. Desta forma, a remoção/redução das barreiras à entrada representa uma agenda importante para mudanças regulatórias.

Outro ponto fundamental é o acesso à infraestrutura de escoamento e tratamento existente, uma vez que, em alguns casos, este acesso pode contribuir para reduzir significativamente o custo do aproveitamento do gás do pré-sal. Na ausência de uma regulação específica, o acesso negociado a estas infraestruturas está sujeito a uma grande assimetria em função da já citada verticalização e concentração de mercado existente no setor. Neste sentido, o acesso regulado que permita a negociação direta entre a Petrobras¹¹ e os

¹¹ Esta posição inclusive é defendida pela companhia.

produtores independentes, permitiria a redução de conflitos e contribuiria para aumentar a atratividade dos investimentos no setor.

Outra questão fundamental para a atratividade dos investimentos na monetização do gás do pré-sal é a condição do acesso ao mercado de gás, seja ao mercado das distribuidoras ou ao mercado livre. No que tange às distribuidoras, é importante uma discussão sobre as condições de competição na compra de gás por estas empresas. Atualmente, a Petrobras é a única fornecedora de gás para todas as distribuidoras do país, além de participar como acionista de praticamente todas as distribuidoras. Desta forma, é fundamental a busca de mecanismos e formas de contratação que dê oportunidades a novos fornecedores.

Da mesma forma, se faz necessária uma discussão sobre as condições requeridas pelas termelétricas para o suprimento de gás natural. O atual nível de flexibilidade da oferta de gás exigida pelas termelétricas é incompatível com as condições de produção do gás do pré-sal. Assim, é preciso repensar a metodologia do planejamento da expansão da geração termelétrica, de forma a considerar que térmicas com despacho na base possam ser âncoras para projetos de dutos de escoamento do gás associado do pré-sal. Sobre esse ponto, recomenda-se avaliar a viabilidade da organização de leilões específicos para térmicas estruturantes. Para um projeto específico de termelétrica a gás natural ser admitido como “estruturante” deve ter interesse público e caráter estratégico para o país. Neste caso, propõe-se que a térmica:

- i. seja voltada para **operação na base da carga**, com inflexibilidade operativa superior aos 50% atuais, a ser determinada pela conveniência de cada projeto;
- ii. tenha **localização adequada**, satisfazendo conjuntamente a maior conveniência do setor elétrico e a expansão da malha de gasodutos (possibilitando oferta de gás para outros mercados); e

- iii. utilize **combustível proveniente de recursos domésticos**, contribuindo para o desenvolvimento da indústria doméstica e para redução da dependência energética.

Do ponto de vista da indústria do gás, a inflexibilidade operativa dessas térmicas é mais adequada à prevalência de gás associado, reduzindo custos com infraestrutura potencialmente ociosa, garantindo o escoamento de recursos (*offshore*) e a expansão da malha de transporte (e distribuição) na direção de novos mercados. Do ponto de vista do desenvolvimento dos recursos domésticos, garante-se o aproveitamento da produção nacional associada ao petróleo, reduzindo a dependência externa ao evitar a importação de GNL.

Ademais, se faz necessária uma revisão das regras dos leilões de energia nova para viabilizar uma integração sustentável do mercado de gás natural com o mercado elétrico, incluindo além da possibilidade da geração na base; a redução do volume de reservas comprovadas, requerido para habilitação de projetos térmicos a gás; novas regras de habilitação para projetos, considerando uma relação entre o volume a ser comprovado e o despacho esperado da térmica.

Finalmente, e não menos importante, é preciso criar 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 via reservatórios subterrâneos e/ou na forma de GNL. Como já mencionado, um dos principais obstáculos para entrada de novos fornecedores de gás no mercado é a dificuldade para se garantir o suprimento de gás na ausência de um grande portfólio de produção e importação como o da Petrobras.

6. Referências Bibliográficas

- AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA - AIE (2015) World Energy Outlook. IEA/OCDE, Paris
- ALMEIDA, E.; LOSEKANN, L. ; PRADE, Y.; TAVARES, F.; NUNES, L. (2016) "Custos e Competitividade do E&P No Brasil". Texto para Discussão IBP – 1/2016. Disponível em:
<<http://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2016/11/TD-custos-vers%C3%A3o-SITE.pdf> >
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP (2008) Resolução ANP nº 16, de 17 de junho de 2008. Diário Oficial da União de 1 de junho de 2008.
- AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP (2016) Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Número 76, Rio de Janeiro, dezembro 2016.
- AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP (2017) Dados estatísticos. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos> >
- BAXTER, I. (2010) Modular GTL as an Offshore Associated Gas Solution. Deep Offshore Technology Conference 2010. Amsterdam.
- BELTRÃO, R. L. C.; SOMBRA, C. L.; LAGE, A. C. V. M.; FAGUNDES NETTO, J. R.; HENRIQUES, C. C. D. (2009) Challenges and New Technologies for the Development of the Pre-salt Cluster, Santos Basin, Brazil , Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 4–7 May 2009.
- BRASIL (1997) Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997. Diário Oficial da União, Seção 1 – 7 ago 1997, p. 16925
- BRASIL (1998) DECRETO Nº 2.705, DE 3 DE AGOSTO DE 1998. Diário Oficial da União - Seção 1 – 4 ago 1998, p.2

- BRASIL (2009) Lei nº 11.909 de 4 de março de 2009. Diário Oficial da União, Seção 1 – 5 mar 2009, p. 1
- BRASIL (2010) Lei nº 12.351 de 22 de dezembro de 2010. Diário Oficial da União, Poder Legislativo, 23 dez 2010. Seção 1, p. 1
- CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI (2016) Reestruturação do Setor de Gás Natural: Uma Agenda Regulatória. Brasília. Disponível em http://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/reestruturacao_do_setor_de_gas_natural.pdf.
- ROCHEDO, P.; COSTA, I.; IMPÉRIO, M.; HOFFMANN, B.; MERSCHMANN, P.; OLIVEIRA, C.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. (2016) Carbon capture potential and costs in Brazil. Journal of Cleaner Production 131 (2016) p. 280-295
- DINO, R. (2014) Personal Communication. CENPES, PETROBRAS;
- DOS SANTOS, D. (2014) Análise comparativa de tecnologias de separação de CO₂ no processamento de gás natural. Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro;
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE (2014) Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT 2022. Rio de Janeiro
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE (2016a) Balanço Energético Nacional 2016: Ano base 2015. Rio de Janeiro
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE (2016b) Metodologia para Cálculo da Oferta de Gás Natural Seco e Derivados. Rio de Janeiro
- ERLICH, I., BRAKELMANN, H. (2007) Integration of Wind Power into the German High Voltage Transmission Grid. 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, IEEE.
- FORMIGLI, J. (2008) O pólo Pré-sal da Bacia de Santos – Desafios Tecnológicos para a Área de Engenharia. XIV Rio Oil and Gas, Rio de Janeiro Novembro, 2008

- GASPETRO (2017) Distribuição de Gás Natural. Disponível em <http://www.gaspetro.petrobras.com.br/gaspetro/conteudo/distribuicao-de-gas-natural.htm>. Último acesso em fevereiro de 2017.
- GRANDA, A. (2014) Petrobras analisa estudos para geração de energia submarina no pré-sal. Agência Brasil. Disponível no url: < <http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2014-04/onip-desenvolve-estudos-para-geracao-de-energia-submarina-para-o-pre-sal>>;
- INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - IBP (2015) Agenda prioritária da indústria de petróleo, gás e biocombustíveis 2014-2015. Rio de Janeiro.
- JONES, C.; CHAVES, H. (2015) Assessment of yet-to-find-oil in the Pre-Salt area of Brazil. Trabalho apresentado no Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica. Rio de Janeiro.
- LAZARIDIS, L. P. (2005) Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability. Electrical Engineering.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE (2015). Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Brasília.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME (2016) Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. n 116, Brasília, Outubro 2016
- NEGRA, B.; TODOROVICH, J.; ACKERMANN, T. (2006) Loss Evaluation of HVAC and HVDC Transmission Solutions for Large Offshore Wind Farms. Electric Power Systems Research 76: 916-927.
- PEDROSA, O.; CORREA, A. (2016) A crise do petróleo e os desafios do pré-sal. FGV Energia: Caderno de Opinião. Fundação Getúlio Vargas. Rio de Janeiro.

PETROBRAS (2009) Projeto de liquefação de gás natural no Pré-Sal. Disponível no url: < <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/projeto-de-liquefacao-de-gas-natural-no-pre-sal> >;

PETROBRAS (2015). Resultados comprovam viabilidade técnica e econômica do pré-sal. Fatos e Dados. Disponível no url: < <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/resultados-comprovam-viabilidade-tecnica-e-economica-do-pre-sal.htm> >;

PETROBRAS (2016a) Plano Estratégico e Plano de Negócios e Gestão 2017-2021. Setembro 2016

PETROBRAS (2016b) Divulgação de Resultados 4º Trimestre 2015 e Exercício 2015.

PETROBRAS (2016c) Fatos e Dados: FPSO Cidade de Maricá entra em operação no pré-sal da Bacia de Santos. Disponível em <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/instalamos-o-setimo-sistema-de-producao-do-pre-sal-da-bacia-de-santos.htm>. Último acesso em fevereiro de 2017

PETROBRAS (2016d) Polo Pré-Sal da Bacia de Santos: a Consolidação de uma infraestrutura Produtiva. Disponível em < <http://www.investidorpetrobras.com.br/download/3657> >

PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A. - PPSA (2016) O polígono do pré-sal: o reservatório, as potencialidades e a atuação da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA). Apresentação Ger. Executivo Hercules da Silva, Salvador, 26 setembro 2016

SEQUEIRA, Claudia (2012) Tudo ou nada para o FLNG. Revista Brasil Energia. Disponível em: < <http://brasilenergia.editorabrasilenergia.com/news/2012/01/446307.html> >;

US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION – US EIA (2011). Performance Profiles of Major Energy Producers 2009. Report Number: DOE/EIA-0206

VALOR ECONÔMICO (2015) Cosan mira investimentos em gasoduto do pré-sal.
07 de janeiro de 2015

WINDÉN, B.; CHEN, M.; OKAMOTO, N.; KIM, D.; MCCAIG, E.; SHENOI, A.;
WILSON, P. (2013) An Investigation into the Logistical and Economical
Benefits of using Offshore Thermal Power in a Future CCS Scheme. Energy
Procedia, 37, 2997-3004

ZANARDO, C. (2015) Projeto ALPHA – rota 4: desafios para desenvolvimento de
infraestrutura. Apresentação realizada no 16 Seminário de Gás Natural.
Instituto Brasileiro de Petróleo. Rio de Janeiro.