

# ESPECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL: OPORTUNIDADES E EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL



Confederação Nacional da Indústria  
PELO FUTURO DA INDÚSTRIA



ESPECIFICAÇÃO  
DO GÁS NATURAL:  
OPORTUNIDADES  
E EXPERIÊNCIA  
INTERNACIONAL

**CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI**

*Robson Braga de Andrade*

Presidente

**Diretoria de Desenvolvimento Industrial**

*Carlos Eduardo Abijaodi*

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 de Comunicação**

*Ana Maria Curado Matta*

Diretora

**Diretoria de Educação e Tecnologia**

*Rafael Esmeraldo Lucchesi Ramacciotti*

Diretor

**Diretoria de Inovação**

*Gianna Cardoso Sagazio*

Diretora

# ESPECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL: OPORTUNIDADES E EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL



Brasília, 2019



*Confederação Nacional da Indústria*  
**PELO FUTURO DA INDÚSTRIA**

© 2019. CNI – **Confederação Nacional da Indústria**

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

CNI

**Gerência Executiva de Infraestrutura**

---

FICHA CATALOGRÁFICA

---

C748e

Confederação Nacional da Indústria.

Especificação do gás natural : oportunidades e experiência internacional /  
Confederação Nacional da Indústria. – Brasília : CNI, 2019.

111 p.

1. Gás Natural. 2. Indústria Química. I. Título.

CDU: 351.84

---

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

**Serviço de Atendimento ao Cliente - SAC**

Tels.: (61) 3317-9989/3317-9992  
[sac@cni.org.br](mailto:sac@cni.org.br)

# LISTA DE TABELAS

<b>TABELA 1</b> – ESPECIFICAÇÕES PARA O GÁS NATURAL NO BRASIL.....	21
<b>TABELA 2</b> – COMPOSIÇÃO MÉDIA DO GÁS BRUTO DE ALGUNS CAMPOS/BACIAS ATUALMENTE EM PRODUÇÃO (COMPOSIÇÃO NA ENTRADA DA UPGN) .....	23
<b>TABELA 3</b> – COMPOSIÇÃO MÉDIA TEÓRICA DO GÁS SECO DE ALGUNS CAMPOS DO PRÉ-SAL APÓS O PROCESSAMENTO NUMA UPGN SEM SEPARAÇÃO DE ETANO .....	24
<b>TABELA 4</b> – COMPOSIÇÃO TÍPICA DO GÁS BOLIVIANO .....	25
<b>TABELA 5</b> – COMPOSIÇÕES TÍPICAS DE CARGAS DE GNL.....	25
<b>TABELA 6</b> – ESPECIFICAÇÕES DO GÁS NOS EUA POR EMPRESA DE TRANSPORTE (2004).....	34
<b>TABELA 7</b> – ESPECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL PROPOSTA EM 2009 PARA O GASODUTO DA TEXAS EASTERN TRANSMISSION (ACEITA EM 2011) .....	36
<b>TABELA 8</b> – PROPOSTA DO CEN PARA OS PARÂMETROS DO GÁS NATURAL EUROPEU .....	40
<b>TABELA 9</b> – PARÂMETROS DEFINIDOS NO EN 16726, DE 2015 .....	41
<b>TABELA 10</b> – ESPECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL NO REINO UNIDO .....	42
<b>TABELA 11</b> – ESPECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL NOS PAÍSES BAIXOS .....	52
<b>TABELA 12</b> – ESPECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL DE BAIXO PODER CALORÍFICO NOS PAÍSES BAIXOS – ATUAL COMPOSIÇÃO VS. COMPOSIÇÃO PROPOSTA .....	55
<b>TABELA 13</b> – RENDIMENTO DO PROCESSAMENTO DAS UPGNS FUNÇÃO DA TECNOLOGIA ADOTADA .....	63
<b>TABELA 14</b> – UPGNS COM TECNOLOGIA DE TURBO-EXPANSÃO .....	66
<b>TABELA 15</b> – COMPOSIÇÃO MÉDIA TEÓRICA DO GÁS SECO DE ALGUNS CAMPOS DO PRÉ-SAL APÓS O PROCESSAMENTO NUMA UPGN SEM SEPARAÇÃO DE ETANO .....	67
<b>TABELA 16</b> – LÍQUIDOS DE GÁS NATURAL SEPARADOS NAS UPGNS .....	69
<b>TABELA 17</b> – DENSIDADES DAS FRAÇÕES DO GÁS NATURAL.....	69
<b>TABELA 18</b> – CONSUMO APARENTE DE DERIVADOS DE ETENO E DEMANDA DE ETENO .....	74
<b>TABELA 19</b> – CAPACIDADE DE PRODUÇÃO DE DERIVADOS DE ETENO NO BRASIL.....	75

# LISTA DE GRÁFICOS

<b>GRÁFICO 1</b> – O ÍNDICE DE WOBBE EM PAÍSES SELECIONADOS.....	30
<b>GRÁFICO 2</b> – EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO, CONSUMO E RESERVAS DE GÁS NATURAL NOS EUA.....	32
<b>GRÁFICO 3</b> – EVOLUÇÃO ESPERADA VS. REALIZADA DAS IMPORTAÇÕES NOS EUA.....	32
<b>GRÁFICO 4</b> – PRODUÇÃO E CONSUMO DE GÁS NATURAL NO REINO UNIDO .....	43
<b>GRÁFICO 5</b> – ESPECIFICAÇÃO DO GÁS DE DIFERENTES FONTES DE GNL E RESTRIÇÃO DO ÍNDICE DE WOBBE NO REINO UNIDO .....	47
<b>GRÁFICO 6</b> – TÍPICO ÍNDICE DE WOBBE PARA VÁRIOS TIPOS DE GÁS NATURAL .....	48
<b>GRÁFICO 7</b> – PRODUÇÃO, CONSUMO E RESERVAS DE GÁS NATURAL NOS PAÍSES BAIXOS ....	53
<b>GRÁFICO 8</b> – UPGN DE CABIÚNAS: HISTÓRICO DE SEPARAÇÃO DE ETANO VS. CAPACIDADE POTENCIAL DE SEPARAÇÃO DE ETANO .....	71
<b>GRÁFICO 9</b> – CAPACIDADE POTENCIAL DE SEPARAÇÃO DE ETANO PARA O GÁS DO PRÉ-SAL (CABIÚNAS + ITABORAÍ + UPGN ROTA 4).....	72
<b>GRÁFICO 10</b> – POTENCIALIDADE DE OFERTA DE ETANO NA REGIÃO SUDESTE.....	72
<b>GRÁFICO 11</b> – BRASIL – MATÉRIAS-PRIMAS PARA PRODUÇÃO DE ETENO .....	74
<b>GRÁFICO 12</b> – HISTÓRICO DA DEMANDA DE NAFTA PETROQUÍMICA.....	76

# LISTA DE FIGURAS

<b>FIGURA 1</b> – INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL NA HOLANDA .....	51
<b>FIGURA 2</b> – ROTAS DE ESCOAMENTO DO GÁS DO PRÉ-SAL E UPGNS .....	68
<b>FIGURA 3</b> – CADEIA PRODUTIVA DO ETENO.....	73



# SUMÁRIO

<b>APRESENTAÇÃO</b> .....	<b>9</b>
<b>RESUMO EXECUTIVO</b> .....	<b>11</b>
<b>1 MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS</b> .....	<b>15</b>
<b>2 ESPECIFICAÇÕES DO GÁS NATURAL: A SITUAÇÃO ATUAL NO BRASIL</b> .....	<b>19</b>
2.1 O gás natural e seus componentes .....	19
2.2 Composição do gás bruto produzido atualmente no Brasil .....	22
2.3 Composição do gás importado atualmente no Brasil .....	24
<b>3 ESPECIFICAÇÕES DO GÁS NATURAL: PANORAMA DA EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL</b> .....	<b>29</b>
3.1 Panorama internacional: como se regulam as especificações do gás natural no mundo .....	29
3.2 Estudos de casos de mudança nas especificações do gás .....	30
3.2.1 Estados Unidos .....	31
3.2.2 Europa .....	38
3.2.3 Reino Unido .....	41
3.2.4 Países Baixos .....	50
3.3 Lições para o Brasil .....	58
<b>4 POTENCIAL ECONÔMICO RELACIONADO À SEPARAÇÃO DO ETANO, PROPANO E BUTANO DO GÁS NATURAL NO BRASIL</b> .....	<b>63</b>
4.1 Separação do propano e do butano .....	64
4.2 Separação do etano .....	65
4.3 Disponibilidade de etano para o mercado brasileiro .....	69
4.3.1 Histórico da oferta de etano .....	69
4.3.2 Projeção da oferta de etano .....	70
4.3.3 Mercados potenciais para o etano no Brasil .....	73
<b>CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES</b> .....	<b>79</b>
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>83</b>
<b>ANEXO A – RESOLUÇÃO ANP Nº 16 DE 2008</b> .....	<b>91</b>
<b>ANEXO B – REGULAMENTO TÉCNICO ANPº 2/2008</b> .....	<b>97</b>
<b>APÊNDICE A – CENÁRIO DE PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL</b> .....	<b>105</b>
<b>SITUAÇÃO ATUAL</b> .....	<b>105</b>
<b>EVOLUÇÃO FUTURA</b> .....	<b>107</b>



# APRESENTAÇÃO

Mantida a taxa média de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) registrada nos últimos 10 anos, que foi de apenas 1,6%, o Brasil levará mais de meio século para alcançar o produto per capita de países desenvolvidos. O desafio para o país será aumentar significativamente o ritmo nos próximos anos. Para tanto, não se pode repetir erros de política econômica que reduzam o potencial de expansão e a competitividade da economia brasileira.

A modernização do setor de gás natural destaca-se como um importante fator para tornar as empresas e os produtos brasileiros mais competitivos, como ressaltou o *Mapa Estratégico da Indústria 2018-2022*. O mercado desse insumo no Brasil ainda é deficiente, com preços muito elevados em relação aos vigentes internacionalmente.

Este documento contribui para o debate sobre a questão da especificação do gás natural no Brasil. Apresenta exemplos da experiência internacional e oferece subsídios para a discussão do tema, além de identificar oportunidades para o desenvolvimento da indústria que utiliza o insumo no país.

Boa leitura.

**Robson Braga de Andrade**

Presidente da CNI



# RESUMO EXECUTIVO

Existe, hoje, uma disputa em curso entre a Petrobras (e demais produtores de gás) e agentes do mercado de gás natural (consumidores e distribuidores) sobre os limites de especificação do gás natural canalizado, em particular sobre o teor de hidrocarbonetos. A Petrobras tem como pleito junto à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a flexibilização da especificação do gás natural comercializado no País, em função da crescente participação do gás no Pré-sal na oferta nacional. A Petrobras argumenta que alguns campos têm conteúdo de etano acima do limite atual de 12% (definido pela Resolução ANP nº 16/2008), e que, portanto, a média deste conteúdo poderia chegar num dos cenários a 13,6%.<sup>1</sup> Para a empresa, a manutenção da atual especificação forçaria os produtores a investir numa infraestrutura para separar um grande volume de etano que não tem mercado assegurado<sup>2</sup>, causando prejuízo e inibindo a exploração do Pré-sal.

As associações de consumidores e distribuidores, por sua vez, defendem que a qualidade do gás canalizado seja mantida dentro das características atuais praticadas no mercado, isto é, que o limite mínimo para o metano seja de 88% para evitar redução do rendimento dos equipamentos, os quais podem causar prejuízos econômicos e danos ao meio ambiente, além de problemas de segurança nos gasodutos e nos equipamentos.<sup>3</sup>

Visando balizar o posicionamento quanto ao tema, a CNI contratou consultoria especializada para avaliar a experiência internacional sobre o processo de revisão das especificações do gás natural, além de apontar as vantagens e desvantagens para a indústria nacional da flexibilização das especificações do gás natural.

A revisão da experiência internacional deixou claro que o Brasil não enfrenta um problema novo. O debate sobre especificação do gás é bastante comum a nível internacional. Este estudo avaliou a experiência dos Estados Unidos, da União Europeia, do Reino Unido e da Holanda. Esses casos se assemelham ao do Brasil, já que o debate sobre a mudança da especificação se deu em função da introdução de novas fontes de suprimento de gás natural (seja pela importação de GNL, seja pela descoberta de novas fontes de gás nacional). Em todos os casos houve um amplo debate com participação dos vários agentes e foram feitos estudos independentes sobre os impactos técnicos e econômicos de uma mudança nas especificações em vigor.

1 ANP (2016) e Petrobras (2018).

2 A comercialização do etano precisa de um mercado próximo ao local de produção, pois o etano é um gás e, portanto, seu transporte precisa ser feito por gasoduto ou, para longas distâncias, precisa ser liquefeito em temperaturas análogas ao gás natural transportado em navios de GNL.

3 Abiquim et al (2018a) e ABEGÁS (2018).

A análise da experiência internacional mostrou que:

- As posições dos *players* em relação a possíveis mudanças nas especificações dependem de cada caso, mas há em geral um ponto semelhante. Os produtores e/ou importadores (supridores), de um lado, querem especificações mais amplas para aumentar as opções de suprimento. Os consumidores e transportadores/distribuidores, do outro, querem estabilidades nas especificações e especificações menos amplas, para garantir a eficiência e a segurança das instalações e evitar investimentos na adaptação de equipamentos.
- Eventuais decisões sobre mudar ou manter as especificações são demoradas (podendo chegar em até dez anos). O problema técnico é muito complexo e os *trade-offs* econômicos são importantes. Qualquer decisão implica em aumentar os custos de uma parte dos *players*, mantendo ou reduzindo os custos da outra parte. Essa decisão, para ser legítima, requer estudos técnico-econômicos e de impacto ambiental aprofundados e independentes para demonstrar qual opção tem menos impactos e apresenta menor custo e menos complexidade na sua implementação.
- A mudança na composição do gás implica em custos de adaptação, seja a montante ou a jusante. Os diferentes estudos feitos pelos países analisados indicam que os custos de adaptação a montante (na produção/importação) tendem a ser menores, como demonstrado nos casos analisados dos Países Baixos e do Reino Unido. A adaptação dos equipamentos, sejam industriais ou domésticos, pode requerer um custo elevado e um longo período de transição (no caso dos Países Baixos se definiu um período de transição de dez anos, cujo prazo terminará em 2021).

A terceira parte do estudo mostrou que, no caso de uma manutenção da especificação atual, a separação do etano que excede os 12% não requer custos de investimentos adicionais relevantes. O custo adicional de se investir em UPGNs com turbo-expansão para atender a produção futura do Pré-sal não representa um desafio importante para a indústria do petróleo, como demonstrado pela escolha tecnológica da UPGN em construção no complexo do Comperj. O principal desafio para os produtores de gás é a monetização do etano no Brasil. O aproveitamento comercial do etano na indústria química requer agregação de volumes elevados para atingir a escala mínima de projetos petroquímicos. Adicionalmente, existem desafios comerciais associados à precificação do etano no Brasil. Entretanto, vale ressaltar que, além de matéria-prima para a indústria petroquímica, o etano pode ainda ser utilizado como combustível dedicado em equipamento adaptado para esta finalidade (Goldmeer et al. 2015).

Tendo em vista a composição da produção futura do gás no Brasil e a capacidade existente e esperada de separação de etano, a separação **potencial** de etano poderia subir dos atuais 700 mil t/a para 2.500 mil t/a. Esse potencial poderia chegar 4,4 milhões t/a no horizonte de 2030, se tivessem sido feitos investimentos em UPGNs com turbo-expansão

para processar toda a produção potencial de gás na Região Sudeste (Pré-sal e Bacia de Campos). Por sua vez, existe demanda para etano no país que justificaria investimentos para absorver um incremento da produção de etano. O etano disponível no horizonte de 2030 poderia ser absorvido em dois crackers, cada um com capacidade para 1 milhão t/a, podendo produzir etano a ser utilizado para novas capacidades de uma grande gama de produtos petroquímicos com preferência para polietilenos, PVC e óxido de etano.

No limite, o etano abaixo do limite de 12% poderia ser mantido no *stream* do gás canalizado, enquanto o etano acima do limite de 12% poderia ser queimado numa termelétrica. Esse volume é relativamente baixo (300.000 m<sup>3</sup>/d) e daria apenas para uma pequena termelétrica de cerca de 60 MW. Alternativamente, esse volume poderia ser utilizado em caldeiras de geração de vapor.

Dado o exposto acima, e considerando a análise da documentação atinente ao processo de revisão da especificação do gás natural no Brasil, bem como de apresentações e estudos preliminares apresentados pelos agentes, é possível concluir que não estão dadas as condições para a tomada de uma decisão final relativa à liberação dos limites de hidrocarbonetos na especificação do gás.

Assim, o estudo aponta algumas recomendações para autoridades energéticas no que tange à análise da mudança das especificações do gás natural no Brasil.

- Contratação pela ANP de estudo aprofundado e independente para avaliar impactos para os produtores se adequarem à especificação atual do gás natural, por meio de investimentos em UPGNs com turbo-expansão e separação do etano ou mediante centrais de mistura de gás natural, apontando impactos para a produção do gás no Pré-sal.
- Contratação pela ANP, em conjunto com o Inmetro, de estudo aprofundado e independente de análise dos impactos de uma flexibilização da atual especificação do gás para o rendimento e segurança dos equipamentos de uso do gás natural, tanto para os segmentos industriais, incluindo geração termelétrica, quanto do consumo doméstico e comercial, bem como para a segurança dos gasodutos de transporte e de distribuição. O estudo tem que ser abrangente com realização de testes em laboratório de todos os tipos de equipamentos existentes no Brasil, não sendo suficiente a análise de casos pontuais.
- Realização pelo MME em conjunto com o Ministério da Economia de estudo visando à proposta de uma política de aproveitamento do etano como matéria-prima na petroquímica nacional.
- Realização de seminários e audiências públicas para apresentação e debate dos estudos acima apontados
- Com base nos estudos apontados acima, sugere-se a elaboração de uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) pela ANP, apontando claramente os custos e os benefícios de eventuais propostas de mudanças da atual especificação do gás natural.





# 1 MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS

Existe, hoje, uma disputa em curso entre a Petrobras (e demais produtores de gás) e agentes do mercado de gás natural (consumidores e distribuidores) sobre os limites de especificação do gás natural canalizado, em particular sobre o teor de hidrocarbonetos. A Petrobras tem como pleito junto à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a flexibilização da especificação do gás natural comercializado no País. Por outro lado, a indústria química e várias outras federações de indústrias e associações de consumidores defendem que a qualidade do gás canalizado seja mantida dentro das características atuais definidas pela ANP ou, preferencialmente, que os limites permitidos para o etano sejam reduzidos.

A especificação técnica do gás natural que circula no território nacional é estabelecida pela Resolução ANP nº 16/2008. A especificação vale para todo e qualquer gás natural que entra nos gasodutos de transporte, seja esse gás de origem nacional ou importado, com algumas diferenças para as diferentes regiões/sistemas de gás natural (ver Tabela 1 e Anexo 1).

A Resolução ANP nº 16/2008 estabelece parâmetros como poder calorífico, Índice de Wobbe<sup>4</sup>, teores dos componentes do gás natural, como metano, etano, propano, e gases inertes, entre outros. Em particular, essa resolução determina o limite máximo de 12% de etano na composição do gás natural a ser comercializado no Brasil.

A composição dos gases disponíveis nos reservatórios de hidrocarbonetos varia de acordo com as características dos reservatórios geológicos. Atualmente, o Pré-sal é a grande fronteira de exploração de hidrocarbonetos no Brasil e os gases desses reservatórios são ricos em líquidos, e em particular em etano. Caso a composição média do gás oriundo do Pré-sal tenha um conteúdo de etano maior que 12%, o excedente de etano deverá ser separado antes da entrada no gasoduto e vendido separadamente.

Atualmente, existe capacidade de separação do etano em várias das UPGNs brasileiras, como será mostrado mais adiante. Especificamente para o gás do Pré-sal, as UPGNs em construção de Cabiúnas e Comperj também têm capacidade de separar o etano. É importante ressaltar que, quando existe capacidade de separação, a comercialização do etano é uma escolha do produtor e não uma obrigação, pois o etano pode ser separado ou não. Nesse último caso, a parcela do etano não separado é comercializada junta com o gás natural.

<sup>4</sup> O índice de Wobbe é uma medida do conteúdo energético de um gás, medido com base no seu poder calorífico por unidade de volume à pressão e temperatura padrão.

A Petrobras e as outras operadoras do Pré-sal argumentam que a manutenção da atual especificação forçará os produtores a investir numa infraestrutura para separar um grande volume de etano que não tem mercado assegurado<sup>5</sup>, causando prejuízo e inibindo a exploração do Pré-sal. A proposta da Petrobras é de retirar o limite máximo de conteúdo de etano, propano e butano, mantendo inalteradas as outras condições<sup>6</sup>. Por sua vez, a ABIQUIM e várias outras federações e associações de indústrias, incluindo a ABEGÁS, se posicionaram contra a flexibilização do conteúdo do etano requerida pela Petrobras e, muito pelo contrário, defendem que os limites permitidos para o etano sejam reduzidos<sup>7</sup>. As associações argumentam que como o valor médio atual do conteúdo de Etano está em 6%, uma elevação para o limite permitido atualmente de 12% já teria um efeito ambiental desafiador para os consumidores de gás.

A ABIQUIM e as outras associações de indústrias que consomem gás natural argumentam que um aumento do conteúdo do etano no gás canalizado pode ter os seguintes efeitos nocivos:

- Modificação do nível de emissões ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ ) e conseqüente possibilidade de danos ao meio ambiente;
- Necessidade de uso de equipamentos adicionais para controle de emissões atmosféricas em regiões ambientalmente saturadas;
- Perda de rendimento, possíveis danos e redução da vida útil dos equipamentos industriais ou necessidade da sua modificação (principalmente instrumentação) para atender mudanças de composição do gás (mudanças bruscas e rápidas não são bem toleradas por turbinas ou queimadores);
- Perda de rendimento na indústria química que utiliza gás natural para produção de hidrogênio (refinarias, indústrias de gases); e
- Queima do etano como combustível, que é valioso como matéria-prima petroquímica.

Por sua vez, a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS) está preocupada com a operação segura dos equipamentos residenciais:

- Perda de eficiência, ou mesmo danos, nos equipamentos domésticos (aquecedores e fogões) que não podem ser regulados para atender as modificações maiores das especificações;

5 A comercialização do etano precisa de um mercado próximo ao local de produção, pois o etano é um gás e, portanto, seu transporte precisa ser feito por gasoduto ou, para longas distâncias, precisa ser liquefeito em temperaturas análogas ao gás natural transportado em navios de GNL.

6 ANP (2016) e Petrobras (2018).

7 Abiquim et al (2018a) e ABEGÁS (2018).



- Problemas de segurança ao usuário, tais como danos ao sistema de exaustão, aumento da emissão dos gases de combustão, entre outros devido as flutuações da qualidade do gás (situação de risco a vida e saúde pública); e
- Possível impacto na segurança dos gasodutos e no uso doméstico do gás canalizado e distribuído (algumas simulações mostraram menor dispersão do gás mais rico em etano em caso de vazamentos fugitivos).

A mudança nas especificações da Resolução ANP nº 16/2008 está sendo avaliada pela ANP. Nesse contexto, a CNI solicitou a elaboração de um documento técnico que avalie a experiência internacional de mudanças nas especificações, seja no sentido de flexibilização como de restrição na composição do gás natural a ser transportado e comercializado, e as respectivas soluções adotadas pelos órgãos reguladores em cada caso.

É importante ressaltar que o debate sobre as especificações do gás canalizado não é uma realidade exclusivamente brasileira. Com o aumento do comércio mundial de gás por meio de gasodutos e GNL, muitos países começaram a receber suprimentos de gás de diferentes fontes e composições. Essa tendência tem fomentado discussões em vários países sobre

*Os produtores e os comercializadores têm interesse em entregar ao mercado um gás natural com uma gama tão vasta quanto possível de composições, enquanto os consumidores e os operadores das redes de transporte e de distribuição estão preocupados em manter a segurança e confiabilidade de redes de gasodutos e a eficiência dos equipamentos.*

uma maior flexibilidade, ou uma melhor adequação, das especificações do gás natural.

Por um lado os produtores e os comercializadores têm interesse em entregar ao mercado um gás natural com uma gama tão vasta quanto possível de composições, reduzindo, em tese, o custo da oferta do gás e garantindo uma maior segurança de abastecimento. Por outro lado os consumidores e os operadores das redes de transporte e de distribuição estão preocupados em manter a segurança e confiabilidade de redes de gasodutos e a eficiência dos equipamentos.

Serão apresentados alguns dos casos internacionais mais emblemáticos, analisando quais foram as posições dos diferentes *players*, as opções consideradas pelo regulador, as vantagens e as desvantagens de cada opção e os custos estimados envolvidos e, por fim, as decisões tomadas em cada caso. Esta análise tem como objetivo balizar o posicionamento da CNI quanto ao tema, principalmente no que se refere às vantagens e às desvantagens para a indústria nacional com a adoção da flexibilização das especificações do gás natural.

A Seção 2 a seguir faz uma breve apresentação da situação da especificação do gás natural no Brasil, descrevendo a metodologia de especificação adotada no país e a composição do gás produzido no país. A Seção 3 apresenta a experiência internacional de revisão da especificação do gás na Europa e países selecionados, buscando apontar lições para o caso brasileiro. Por fim, a Seção 4 avalia o potencial econômico relacionado à separação do etano para aproveitamento na cadeia petroquímica no Brasil.

# 2 ESPECIFICAÇÕES DO GÁS NATURAL: A SITUAÇÃO ATUAL NO BRASIL

## 2.1 O GÁS NATURAL E SEUS COMPONENTES

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos que permanecem em estado gasoso nas condições ambiente de temperatura e pressão, e cujo componente principal é o metano ( $\text{CH}_4$  - 1 átomo de carbono e 4 átomos de hidrogênio). Além do metano, o gás natural apresenta proporções variáveis de outros hidrocarbonetos gasosos mais pesados como etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) e butanos ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ). Essas frações mais pesadas (com dois ou mais carbonos por molécula) são usualmente chamadas de **líquidos de gás natural (LGNs)**<sup>8</sup>, porque frequentemente se encontram no estado líquido nos reservatórios devido à maior pressão.<sup>9</sup>

Além dos hidrocarbonetos, fazem parte da composição do gás natural bruto outros componentes, tais como dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), nitrogênio ( $\text{N}_2$ ), sulfeto de hidrogênio ( $\text{H}_2\text{S}$ ) e mercaptanos, água ( $\text{H}_2\text{O}$ ), oxigênio e metais pesados.

A composição do gás natural bruto pode variar bastante em função dos fatores naturais que determinaram o seu processo de formação e das condições de acumulação do seu reservatório de origem. Em geral, nos reservatórios nos quais o gás é associado ao petróleo, a proporção dos hidrocarbonetos mais pesados tende a ser maior do que nos reservatórios que contêm pouca ou nenhuma quantidade de petróleo (gás não associado).

Um gás natural que contém quantidades mais elevadas das frações  $\text{C}_2$  (etano),  $\text{C}_3$  (propano),  $\text{C}_4$  (butanos) e  $\text{C}_5^+$  (gasolina natural) é denominado gás rico, enquanto um gás com um alto teor de metano e poucos LGNs é chamado de gás seco ou gás pobre.

Para adquirir as características adequadas para ser transportado e comercializado, o gás natural bruto passa por unidades de processamento, nas quais são retiradas as impurezas e, eventualmente, são separados os hidrocarbonetos mais pesados. A composição do gás

<sup>8</sup> Em inglês, *Natural Gas Liquids* ou NGLs. Não confundir com GNL que significa gás natural liquefeito.

<sup>9</sup> O etano é sempre um gás, mas é incluído convencionalmente nos Líquidos do Gás Natural.

comercializado (após o processamento) é bastante variável como será discutido mais adiante na Seção 4. No entanto, em geral depende de alguns fatores técnicos<sup>10</sup>, e também de fatores comerciais, como por exemplo a possibilidade de comercializar separadamente e a preços mais interessantes as diferentes frações.

Todas as frações  $C_2$ ,  $C_3$  e  $C_4$  podem ser utilizadas como combustíveis ou como matérias-primas petroquímicas. A fração  $C_{5+}$  não é utilizada diretamente como combustível: ela pode ser enviada para a refinaria junto com petróleo bruto ou ser utilizada como matéria-prima em *crackers* de carga líquida.

Entre as frações do gás natural, o etano certamente tem uma importância econômica destacada para a produção do eteno, o principal *building block* da petroquímica mundial.

As unidades de processamento de gás natural (UPGNs) usam diferentes tecnologias, todas aptas a separar com maior ou menor eficiência as frações de  $C_3$ ,  $C_4$  e  $C_{5+}$ . Porém a separação do  $C_2$  (etano) de forma econômica requer que as unidades de processamento tenham a tecnologia de turbo-expansão, única que permite um rendimento alto (da ordem de 95 a 98% em volume) na separação da fração  $C_2$  contida no gás natural.

Num dado mercado de gás, a infraestrutura e os equipamentos dos consumidores são desenvolvidos e calibrados de acordo com a composição do gás natural a qual esse mercado tem acesso inicialmente. Entretanto, conforme surgem novas fontes de suprimento de gás com composição diferente, a definição ou redefinição de limites na composição do gás natural se faz necessária.

O principal *driver* para o estabelecimento de regulação sobre a especificação do gás natural é garantir a qualidade do gás e, conseqüentemente, a segurança na operação

*O principal driver para o estabelecimento de regulação sobre a especificação do gás natural é garantir a qualidade do gás, e conseqüentemente, segurança na operação dos equipamentos.*

<sup>10</sup> Por exemplo, num gás muito rico, os hidrocarbonetos mais pesados podem condensar nos gasodutos com variações de pressão ou temperatura e provocar acidentes ou danos nos equipamentos.

dos equipamentos de uso doméstico, comercial e industrial. Há também preocupações sobre a menor eficiência de funcionamento de ditos equipamentos e as maiores emissões que podem derivar da queima de um gás fora de especificação. O problema regulatório relacionado à composição do gás natural surge no momento em que se faz necessária a inserção de gás natural no sistema com uma composição distinta da existente. Uma eventual mudança da especificação acarreta implicações econômicas importantes para os agentes do mercado de gás.

Um conceito importante nos debates para mudança da especificação é o de intercambialidade (*interchangeability*, em inglês). Trata-se da capacidade de substituir um combustível gasoso por outro em um equipamento de combustão sem alterar materialmente seu desempenho operacional (sua segurança, eficiência ou emissões). O conceito é chave para o estabelecimento de regras para a especificação do gás natural, dado que impõe uma estabilidade da composição do gás queimado, que é essencial para a segurança e operação dos equipamentos.

Um ponto crucial no debate sobre a intercambialidade está relacionado aos parâmetros que são considerados, pois, em geral, não se resumem apenas aos de poder calorífico. Outros fatores também afetam a intercambialidade do gás, como níveis de hidrocarbonetos mais pesados ( $C_2+$ ), componentes inertes (nitrogênio, dióxido de carbono) e presença de hidrogênio.<sup>11</sup>

A Tabela 1 abaixo apresenta a especificação do gás brasileiro e os parâmetros definidos pela ANP conforme o gás natural produzido e importado no Brasil. No Anexo 1 se encontra a Resolução completa.

**TABELA 1** – Especificações para o gás natural no Brasil

CARACTERÍSTICA	UNIDADE	LIMITE <sup>(2) (3)</sup>		
		NORTE	Nordeste	Centro-Oeste, Sudeste e Sul
Poder calorífico superior (4)	kJ/m <sup>3</sup>	34.000 a 38.400	35.000 a 43.000	
	kWh/m <sup>3</sup>	9,47 a 10,67	9,72 a 11,94	
Índice de Wobbe (5)	kJ/m <sup>3</sup>	40.500 a 45.000	46.500 a 53.500	
Número de metano, mín. (6)		anotar (3)	65	
Metano, mín.	% mol.	68,0	85,0	
Etano, máx.	% mol.	12,0	12,0	
Propano, máx.	% mol.	3,0	6,0	

<sup>11</sup> Sobre os parâmetros e índices mais conhecidos e utilizados pra medir a qualidade do gás natural e a *intercambialidade*, ver Ortiz (2014) e Ortiz (2017).

CARACTERÍSTICA	UNIDADE	LIMITE <sup>(2) (3)</sup>		
		NORTE	Nordeste	Centro-Oeste, Sudeste e Sul
Butanos e mais pesados, máx.	% mol.	1,5	3,0	
Oxigênio, máx. (7)	% mol.	0,8	0,5	
Inertes (N <sub>2</sub> +CO <sub>2</sub> ), máx.	% mol.	18,0	8,0	6,0
CO <sub>2</sub> , máx.	% mol.	3,0		
Enxofre Total, máx. (8)	mg/m <sup>3</sup>	70		
Gás Sulfídrico (H <sub>2</sub> S), máx.	mg/m <sup>3</sup>	10	13	10
Ponto de orvalho de água a 1atm, máx. (9)	°C	-39	-39	-45
Ponto de orvalho de hidrocarbonetos a 4,5 MPa, máx. (10)	°C	15	15	0
Merúrio, máx. (11)	µg/m <sup>3</sup>	anotar		

Fonte: ANP, Resolução n. 16 de 2008 (ver texto completo no Anexo 1).

## 2.2 COMPOSIÇÃO DO GÁS BRUTO PRODUZIDO ATUALMENTE NO BRASIL

No Brasil, a produção de gás natural vem prevalentemente de reservatórios *offshore* nos quais o gás é associado ao petróleo. Existem, porém, alguns campos importantes de gás não associado, tanto no mar como na terra.<sup>12</sup>

A Tabela 2 apresenta as composições típicas de alguns tipos de gás produzidos no Brasil. Como pode ser observado, o gás natural oriundo dos reservatórios do Pré-sal é particularmente rico em líquidos, e em particular em etano. Essa é a composição do gás que chega às UPGNs após o tratamento feito na plataforma para retirar o excesso de CO<sub>2</sub> (acima do 6% permitido para injeção nos gasodutos de escoamento), água e enxofre.

<sup>12</sup> Ver Anexo 2 para uma descrição mais detalhada da produção atual de gás natural no Brasil e projeções quanto a sua evolução esperada no período 2019-2030.



**TABELA 2** – Composição média do gás bruto de alguns campos/bacias atualmente em produção (composição na entrada da UPGN)

UPGN	Cabiúnas (Campos Pós-sal)	Caragatatuba (Sistema de Mexilhão)	Pré-sal (composição média Lula e Sapinhoá)	Cacimbas		Catú/Candeias		Urucu	Parnaíba
	Ass	N-ass	Ass	N-ass	Ass	N-ass	Ass	Ass	N-ass
Tipo de gás									
Volume de gás na entrada da UPGN (MMm <sup>3</sup> /d)	8,6	8,1	20,3	7,5		5,7		14,1	3,5
Metano	79,6%	93,2%	70,0%	89,8%	76,7%	88,4%	79,7%	69,1%	87,8%
Etano	7,3%	3,8%	11,3%	3,5%	7,9%	4,0%	9,5%	11,1%	5,5%
Propano	5,0%	1,3%	7,4%	1,9%	5,2%	0,8%	4,4%	3,4%	1,3%
Butanos	2,9%	0,6%	3,1%	1,2%	3,2%	0,4%	2,5%	1,4%	0,5%
C5+	3,3%	0,5%	1,1%	1,1%	3,4%	0,4%	1,7%	0,6%	0,3%
Inertes (*)	1,9%	0,6%	7,1%	2,6%	3,7%	6,0%	2,2%	14,5%	4,7%

(\*) Inertes incluem CO<sub>2</sub>, nitrogênio e oxigênio (oxigênio, raramente e em percentuais muito reduzidos)

Fonte: Elaboração própria com dados ANP.

É importante ressaltar, porém, que essa é a composição do **gás rico que entra na UPGN** e, portanto, não reflete adequadamente a **composição do gás seco que sai da UPGN e é injetado no gasoduto de transporte**, após a separação do GLP (propano e butano), da gasolina natural (C5+) e do excesso de inertes. Efetivamente, após a retirada dos volumes de GLP e gasolina do gás rico, o teor de etano aumenta muito (em percentual do gás seco).

Na Tabela 3, foi feita uma simulação da composição do gás de diferentes campos do Pré-sal, após a passagem por uma UPGN, porém sem separação de etano. Essa simulação inclui campos (como Mero, por exemplo) que hoje não escoam nenhum gás para uma UPGN, pois reinjetam todo o gás que não for usado na plataforma. Nesse caso, a composição foi estimada com base na composição do gás usado na plataforma, considerando que o excesso de CO<sub>2</sub> seria retirado na plataforma.

A Tabela 3 mostra que o gás produzido no Pré-sal atualmente (campos de Lula e Sapinhoá) já se encontraria fora das especificações da RANP 16-2008, não fosse o fato que tanto na Rota 1 como na Rota 2, o gás do Pré-sal é misturado com gás de baixo conteúdo de etano. A UPGN de Monteiro Lobato (Caragatatuba) (Rota 1) não tem turbo-expansão, mas recebe gás dos campos de gás não associado do sistema Mexilhão-Uruguá. A UPGN de Cabiúnas (Rota 2) tem turbo-expansão e, portanto, pode separar etano, mas está sendo usada somente em cerca de 50% de sua capacidade para esta finalidade, sem maiores

consequências porque aqui também o gás do Pré-sal é misturado com gás mais seco do Pós-sal da bacia de Campos.

**TABELA 3** – Composição média teórica do gás seco de alguns campos do Pré-sal após o processamento numa UPGN sem separação de etano

Campo	Produtos da UPGN			Composição do Gás Seco (sem separação de Etano)				
	Gás Seco Separado	GLP Separado	Gasolina Separada	Metano	Etano	GLP	C5+	Inertes (*)
ATAPU	87,5%	10,1%	2,4%	82,2%	12,8%	0,2%	0,1%	4,7%
BÚZIOS	83,8%	11,4%	4,8%	81,7%	13,0%	0,3%	0,1%	4,9%
LULA	88,8%	10,0%	1,2%	82,2%	12,9%	0,2%	0,0%	4,6%
LAPA	88,2%	10,5%	1,3%	85,3%	9,8%	0,2%	0,0%	4,6%
MERO	83,1%	13,3%	3,5%	80,5%	14,2%	0,3%	0,1%	4,9%
SAPINHOÁ	86,6%	12,5%	0,8%	81,7%	13,3%	0,3%	0,0%	4,6%
SÉPIA	86,3%	10,5%	3,2%	81,9%	13,0%	0,3%	0,1%	4,7%
TARTARUGA VERDE	75,2%	17,9%	6,9%	74,9%	19,3%	0,5%	0,0%	5,1%

(\*) Inertes incluem CO<sub>2</sub>, nitrogênio e oxigênio (oxigênio, raramente e em percentuais muito reduzidos)

Fonte: Elaboração própria com dados ANP.

De qualquer forma, à medida que cresce a produção de gás oriunda do Pré-sal, e a produção do Pós-sal se reduz por declínio natural dos campos, o teor de líquidos recebido tanto em Caraguatatuba como em Cabiúnas deve aumentar. Uma projeção deste crescimento é apresentada na Seção 4.

## 2.3 COMPOSIÇÃO DO GÁS IMPORTADO ATUALMENTE NO BRASIL

O Brasil importa gás natural por meio de duas modalidades: o gás importado via gasoduto da Bolívia e do mercado internacional de GNL, que tem diversas origens, dado que as compras da Petrobras se limitam ao mercado *spot*.

### GÁS BOLIVIANO IMPORTADO

O gás da Bolívia tem uma composição de LGNs típica de um gás não associado, conforme pode ser observado na Tabela 4. De acordo com a Petrobras (2013), o teor de propano e butano é limitado no gás importado da Bolívia, pois este é processado antes de entrar no Brasil.

**TABELA 4** – Composição típica do gás Boliviano

Componente	Participação
Metano (C1)	89,3%
Etano (C2)	5,8%
Propano (C3)	1,6%
Butanos e mais pesados (C4+)	0,9%

Fonte: Petrobras (2013).

## GNL IMPORTADO

A Petrobras importa GNL de diferentes fontes. Em 2018, importou GNL de Catar, Trinidad & Tobago, Nigéria, Estados Unidos, Angola, Noruega, Bélgica, França e Holanda.<sup>13</sup> A composição do GNL varia bastante entre os países produtores de GNL, conforme se observa na Tabela 5, mas em nenhum caso o conteúdo de etano ultrapassa o limite brasileiro de 12%, até porque muitos países que importam GNL tem especificações mais rigorosas que o Brasil. Em 2018, Petrobras importou GNL com conteúdo de etano que varia entre 2,8% e 8,4%.

**TABELA 5** – Composições típicas de cargas de GNL

Origem	Nitrogênio N2%	Metano C1%	Etano C2%	Propano C3%	C4+ %	TOTAL	Densidade do GNL <sup>1</sup> kg/m <sup>3</sup>	Densidade do Gás <sup>2</sup> kg/m <sup>3</sup> (n)	Razão de expansão m <sup>3</sup> (n)/m <sup>3</sup> liq	Gas GCV <sup>2</sup> MJ/ m <sup>3</sup> (n)	Índice de Wobbe <sup>2</sup> MJ/m <sup>3</sup> (n)
Austrália-NWS	0,0	87,3	8,3	3,3	1,0	100	467	0,8	562	45,3	56,5
Austrália- Darwin	0,1	87,6	10,0	2,0	0,3	100	461	0,8	568	44,4	56,0
Argélia-Skikda	0,6	91,4	7,4	0,6	0,1	100	447	0,8	576	42,3	54,6
Argélia-Bethioua	0,6	89,6	8,2	1,3	0,3	100	455	0,8	572	43,2	55,1
Argélia-Arzew	0,7	88,9	8,4	1,6	0,4	100	457	0,8	570	43,5	55,2
Brunei	0,0	90,1	5,3	3,0	1,5	100	462	0,8	564	44,7	56,2
Egito-Idku	0,0	95,3	3,6	0,7	0,3	100	437	0,8	578	41,8	54,6
Egito-Damietta	0,0	97,3	2,5	0,1	0,1	100	429	0,7	582	40,9	54,1
Guinea Equatorial	0,0	93,4	6,5	0,1	0,0	100	440	0,8	579	42,0	54,7
Indonésia-Arun	0,1	91,9	5,7	1,6	0,8	100	451	0,8	571	43,3	55,4
Indonésia - Badak	0,0	90,1	5,5	3,0	1,4	100	461	0,8	565	44,6	56,2
Indonésia-Tanggub	0,1	96,9	2,4	0,4	0,2	100	431	0,7	581	41,0	54,1
Malásia-Bintulu	0,1	91,7	4,6	2,6	0,9	100	454	0,8	569	43,7	55,6
Nigéria	0,0	91,7	5,5	2,2	0,6	100	452	0,8	571	43,4	55,5

<sup>13</sup> Sendo que alguns destes países são produtores de GNL, enquanto outros são países que reexportaram cargas recebidas de outros países.

Origem	Nitrogênio N2%	Metano C1%	Etano C2%	Propano C3%	C4+ %	TOTAL	Densidade do GNL <sup>1</sup> kg/m <sup>3</sup>	Densidade do Gás <sup>2</sup> kg/m <sup>3</sup> (n)	Razão de expansão m <sup>3</sup> (n)/m <sup>3</sup> liq	Gas GCV <sup>2</sup> MJ/ m <sup>3</sup> (n)	Índice de Wobbe <sup>2</sup> MJ/m <sup>3</sup> (n)
Noruega	0,5	92,0	5,8	1,3	0,5	100	448	0,8	574	42,7	54,9
Oman	0,2	90,7	5,8	2,1	1,2	100	457	0,8	568	44,0	55,7
Peru	0,6	89,1	10,3	0,1	0,0	100	452	0,8	574	42,9	55,0
Catar	0,3	90,9	6,4	1,7	0,7	100	453	0,8	571	43,4	55,4
Rússia-Sakhalin	0,1	92,5	4,5	2,0	1,0	100	451	0,8	571	43,3	55,4
Trinidad	0,0	96,8	2,8	0,4	0,1	100	431	0,7	582	41,1	54,2
USA-Alaska	0,2	99,7	0,1	0,0	0,0	100	421	0,7	586	39,9	53,5
Yemen	0,0	93,2	5,9	0,8	0,1	100	442	0,8	577	42,3	54,9

Fonte: GIIGNL (2018).

(1) Calculado de acordo com ISO 6578 [T = -160°C].

(2) Calculado de acordo com ISO 6976 [0°C / 0°C, 1.01325 bar].





# 3 ESPECIFICAÇÕES DO GÁS NATURAL: PANORAMA DA EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

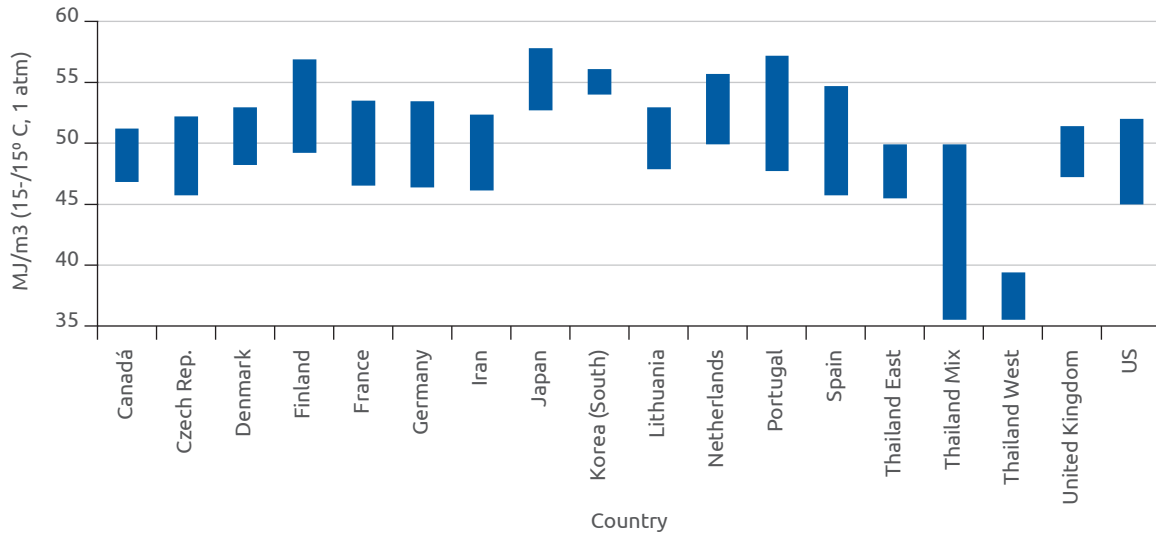
## 3.1 PANORAMA INTERNACIONAL: COMO SE REGULAM AS ESPECIFICAÇÕES DO GÁS NATURAL NO MUNDO

As especificações do gás natural variam de país para país e estas se adequam à oferta local de gás, às características dos equipamentos e aos requerimentos sobre a qualidade do gás. Essa variedade de especificações pode criar barreiras para o comércio do gás natural, principalmente em regiões com grande interconexão, como o caso da Europa.

O crescimento do comércio internacional de gás traz o desafio da equivalência entre as qualidades de gás para manter a segurança e a confiabilidade da rede de transporte e dos equipamentos do *downstream*. Em particular, o comércio do GNL está associado a uma ampla diversidade de qualidade de gás, e tem provocado a discussão sobre a revisão das especificações de gás em vários países.

A regulação sobre especificação do gás natural nos diferentes países é feita por diversos tipos de instituições com diferentes propósitos nos mercados de gás. Em alguns casos, a especificação é definida por lei e regulada por alguma entidade ou empresa; em outros casos, o órgão regulador, do mercado de gás ou de segurança, define a especificação. Independente do modelo, a questão de segurança é primordial e qualquer mudança nas especificações envolve grande debate e avaliação dos impactos potenciais.

Atualmente, existe um esforço de diversas entidades, principalmente no caso europeu, de buscar uma maior padronização das especificações, visando facilitar a comercialização de gás natural entre os países. Com especificações mais homogêneas, a rede interconectada se torna mais resiliente em termos de segurança de suprimento.

**GRÁFICO 1** – O índice de Wobbe em países selecionados

US Wobbe limits are generally +4% of delivered value, while remaining within the gas quality spec's for the pipeline

Fonte: IGU (2018).

O Gráfico 1 apresenta alguns exemplos do índice de Wobbe em diferentes países importadores e exportadores de gás natural. A grande variabilidade do índice cria dificuldades e até incompatibilidades em mercados interconectados, como o caso europeu, ou reduz as fontes possíveis de suprimento para os mercados importadores.

É importante observar que, nas especificações brasileiras, o índice de Wobbe pode variar entre 40,5 a 45 MJ/m<sup>3</sup> na região Norte e entre 46,5 e 53,5 MJ/m<sup>3</sup> nas demais regiões, esse último intervalo sendo bem parecido com os intervalos das especificações da maioria dos países europeus e dos Estados Unidos.

## 3.2 ESTUDOS DE CASOS DE MUDANÇA NAS ESPECIFICAÇÕES DO GÁS

Para melhor entender o processo de revisão da especificação do gás natural no contexto internacional, este estudo selecionou alguns casos com as seguintes características:

- Introdução de novas fontes de suprimento de gás natural (seja pela importação de GNL, seja pela descoberta de novas fontes de gás nacional);
- Novas fontes que têm características diferentes das fontes existentes e geram uma discussão sobre a flexibilização das especificações em vigor; e
- Amplo debate com participação dos vários agentes e estudos sobre os impactos técnicos e econômicos de uma mudança nas especificações em vigor.



A partir deste critério selecionaram-se os casos dos Estados Unidos, da Europa, do Reino Unido e dos Países Baixos.

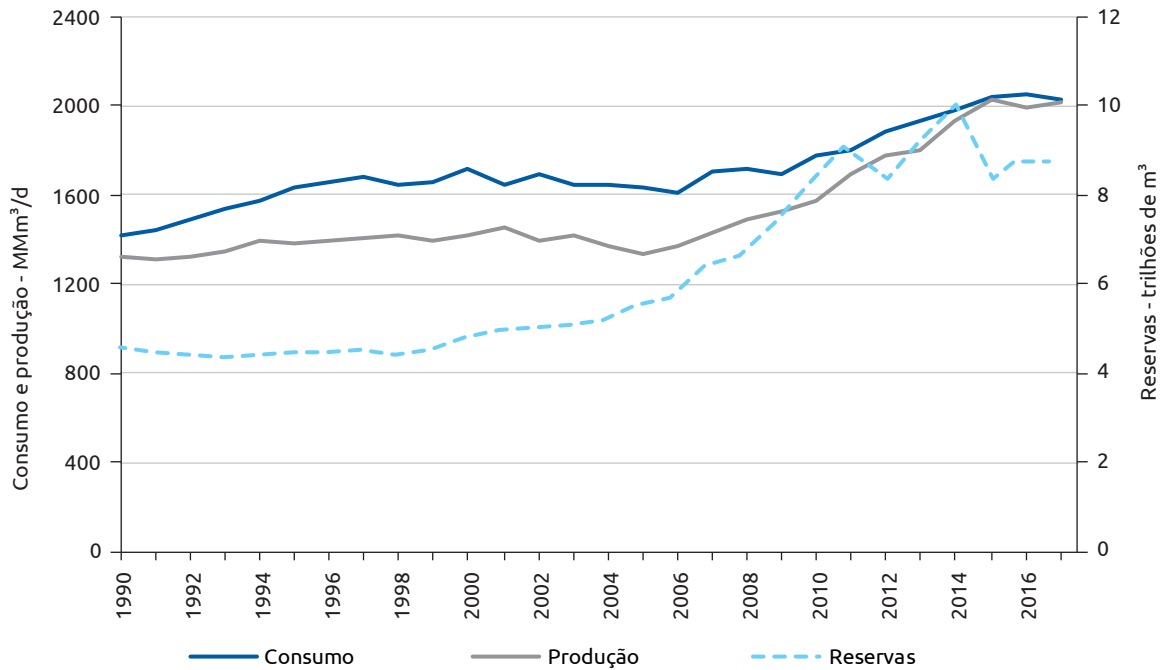
### 3.2.1 ESTADOS UNIDOS

Nos Estados Unidos não existe uma regulação nacional, ou mesmo estadual, para a especificação do gás. Tradicionalmente, a especificação do gás natural nos EUA é realizada pelas empresas transportadoras de gás, seja para transporte intraestadual ou interestadual. Ou seja, as especificações do gás estão definidas nos contratos de transporte de gás, os quais contêm informações e limites sobre o poder calorífico superior e inferior, e, em vários casos, sobre o ponto de orvalho e o conteúdo de líquidos e nitrogênio.

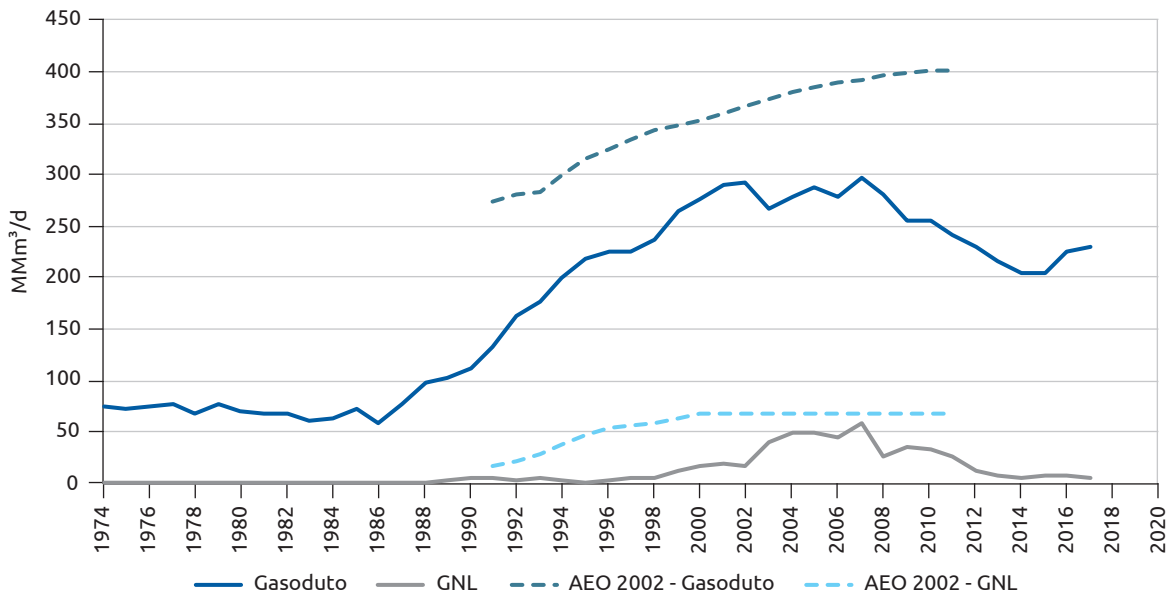
Essa prática está relacionada à configuração típica do desenvolvimento do sistema de transporte americano que tradicionalmente vinculou uma fonte específica a mercados definidos. Na falta de uma regulação (federal ou estadual), foram os transportadores que fixaram as especificações do gás para garantir a segurança do sistema de transporte, bem como a qualidade do gás entregue ao mercado. Com a especificação atrelada ao gasoduto, o transportador é responsável por manter o fluxo de gás dentro da mesma. Por sua vez, os fabricantes de equipamentos e os consumidores operam com a composição dessa fonte.

A produção, o consumo e as reservas de gás natural dos EUA evoluíram como se observa no Gráfico 2. As reservas e a produção de gás cresceram desde o início da década de 2000 devido ao crescimento da produção de *shale gas* no país, que transformou o mercado de gás nos EUA e no mundo. Um dos maiores impactos da revolução do *shale gas* foi a redução da necessidade de importação de gás natural e GNL pelo país, cuja expectativa no início dos anos 2000 era de crescimento contínuo, como pode se observar no Gráfico 3 abaixo.

*Nos Estados Unidos não existe uma regulação nacional, ou mesmo estadual, para a especificação do gás, que é realizada pelas empresas transportadoras de gás, seja para transporte intraestadual ou interestadual.*

**GRÁFICO 2** – Evolução da produção, consumo e reservas de gás natural nos EUA

Fonte: Elaboração Própria com dados BP (2018).

**GRÁFICO 3** – Evolução esperada vs. realizada das importações nos EUA

Fonte: Elaboração Própria com dados EIA (2018 e 2002).

Ao contrário do estabelecido em diversos países, a especificação dos EUA não era baseada no Índice de Wobbe e a especificação nos gasodutos era feita com base no poder calorífico. Essa configuração é possível, pois o butano, o propano e, normalmente,

o etano são removidos do gás natural para uso na indústria petroquímica, sem a necessidade de decisão regulatória, apenas pela economicidade da retirada dos insumos do gás produzido domesticamente (BP, 2011). Isso significa que o gás natural entregue ao consumidor final possuía poder calorífico muito próximo ao do metano.

No entanto, a perspectiva no início dos anos 2000 era de que as importações de GNL iriam se intensificar para suprir a crescente demanda de gás natural nos EUA, como apresentado no Gráfico 3. Tipicamente, o GNL importado teria um poder calorífico maior e uma composição diferente que a maioria do gás convencional produzido na época. Ademais, essa configuração precisou ser repensada a partir do momento em que os recursos domésticos de gás convencional estavam em declínio e novos recursos não convencionais estavam sendo desenvolvidos, cuja especificação é diferenciada.

Outro fator que impactou a necessidade de debater a especificação do gás nos EUA foi a redução do processamento e da extração dos líquidos do gás natural, para uso na indústria petroquímica, devido à falta de economicidade relacionada à alta do preço do gás doméstico no início dos anos 2000 (NGC+, 2005). A decisão sobre o processamento do gás natural se dá pela lógica econômica de comercialização dos líquidos e a partir do momento em que não há economicidade, os líquidos não são retirados e o gás natural passa a apresentar uma especificação variada.

O debate sobre especificação de gás natural nos EUA surge, portanto, no início dos anos 2000, dada a perspectiva de crescimento das importações de GNL, que possui uma composição diferente do gás doméstico, e a diversificação da produção doméstica. Em 2004, o Conselho de Gás Natural (NGC)<sup>14</sup> reconheceu a necessidade de desenvolver o debate sobre mudança na composição do gás natural. A partir de 2010, o debate se intensificou. Com o crescimento da produção do shale gas nos Estados Unidos e a variação dos preços internacionais em decorrência da maior oferta, os produtores se interessaram em tornar mais flexível a composição do gás. Isso gerou, por consequência, preocupação dos consumidores e transportadores e um movimento no sentido de limitar esta variação, com o objetivo de evitar riscos de segurança, perdas de eficiência e aumento de emissões de poluentes e de gases de efeito estufa.

A Tabela 6 apresenta as especificações do gás natural para diferentes gasodutos. A composição aparece tipicamente nos acordos de tarifas de transporte, com os preços sendo definidos pela autoridade regulatória estadual (tipicamente a Comissão de Serviços Públicos), para os gasodutos intraestaduais; ou federal (FERC), para gasodutos interestaduais.

<sup>14</sup> Uma coalisão entre quatro grandes organizações da indústria de gás: *American Gas Association* (AGA), *Natural Gas Supplier Association* (NGSA), *Interstate Natural Gas Association of America* (INGAA) e *Independent Petroleum Association of America* (IPAA).

Na época não havia inclusão de definição sobre o Índice de Wobbe ou índices volumétricos sobre os demais hidrocarbonetos encontrados no gás natural.

Em 2004, portanto, foi estabelecido um grupo de estudo, o NGC+, no qual participaram mais de quarenta instituições da indústria, entre elas, produtores de gás, transportadores, distribuidores, indústria de equipamento, associações de comercialização e reguladores. O trabalho culminou em um *White Paper* sobre intercambialidade (*interchangeability*<sup>15</sup>) de gás natural, sugerindo parâmetros para a composição do gás com um intervalo para o Índice de Wobbe de  $\pm 4\%$  sobre a média histórica e sobre limites volumétricos para diferentes hidrocarbonetos. O *White Paper* foi apresentado à FERC em 2005 (NGC+, 2005).

**TABELA 6 – Especificações do Gás nos EUA por empresa de transporte (2004)**

**(A) GASODUTOS INTRAESTADUAIS**

	ANR	CIG	Co. Gulf	EPGN	Florida	NGPL	N. Border	Northwest	Pan Handle	PG&E-NW	Sonat	Tennessee	TETCO	Texas Gas
Líquidos Livres	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não		Não	Não	Não	Não
Ponto de orvalho		25		20			-5	15		15				
Hidrocarbonetos liquefiáveis										3 gpm C5+		0.2% C5+		
Nitrogênio, vol%	3					3		3						
Temperatura mínima, Btu/scf	967	968	978	967	1.000	950	967	985	950	995	950	967	967	967
Temperatura máxima, Btu/scf	1.200	1.235		n/a					1.200			1.100		

**(B) GASODUTOS INTERESTADUAIS**

	Trailblazer	Transco	Transwestern	Trunkline	Williams	AEP-HEL	Tejas	Lone Star	AEP-LIG	Bridge-lime	Acadian	OGE	Kinder Morgan
Líquidos Livres	Não		Não	Não	Não			Não				Não	
Ponto de orvalho								40				40	
Hidrocarbonetos liquefiáveis													
Nitrogênio, vol%												2	
Temperatura mínima, Btu/scf	950	980	970	950	950	950	950	950				975	
Temperatura máxima, Btu/scf		1.100		1.200	1.012		1.150	1.100				1.050	

Fonte: FERC (2004).

<sup>15</sup> Definido como "the ability to substitute one gaseous fuel for another in a combustion application without materially changing operational safety, efficiency, performance or materially increasing air pollutant emissions" (NGC+, 2005).

Em junho de 2006, a FERC definiu uma política relacionada à qualidade de gás e à intercambialidade, garantindo que, para cada gasoduto, a revisão da composição do gás natural fosse estabelecida por meio de um processo de chamada pública, no qual os interessados e impactados pela mudança têm o direito de se manifestar.

Por fim, a FERC, utilizando os padrões desenvolvidos pela NGC, avalia a proposta e as manifestações e aprova ou não o requerimento do transportador (FERC, 2006). A principal proposta é passar a utilizar o Índice de Wobbe nas especificações, pois até o momento se utilizava apenas o parâmetro de poder calorífico, o que limitava as fontes de suprimento, principalmente GNL.

A política estabelecida pela FERC não define uma solução nacional para todos os casos, mas, sim, uma abordagem caso a caso baseada em cinco princípios<sup>16</sup> para guiar a avaliação e a resolução das disputas. Dessa maneira, o processo de decisão sobre a mudança ou não da especificação do gás natural se dá com participação dos agentes envolvidos para cada caso específico.

Em geral, o transportador envia pedido de revisão da tarifa à FERC, a qual analisa o pedido com base na política estabelecida na FERC (2006) e nos comentários recebidos em consulta pública. Também é possível para qualquer participante da indústria entrar em disputa para mudar a qualidade de gás e a intercambialidade<sup>17</sup>, apesar de parecer mais comum o processo em que o transportador propõe uma nova especificação.

Como exemplo da dinâmica e agentes envolvidos, utilizaremos o processo iniciado em 2009 pela Texas Eastern Transmission (TET), no qual foi realizado um pedido de revisão da tarifa com respeito a questões da qualidade e da intercambialidade do gás. Vale ressaltar que pelo TET transita 13% de todo o gás natural no território americano (ou 120 milhões m<sup>3</sup>/dia), valor superior à totalidade do mercado brasileiro de gás natural. A TET propôs a mudança nos parâmetros de qualidade após um processo colaborativo entre as partes interessadas, incluindo produtores, distribuidoras, geradores de eletricidade, outros consumidores finais e transportadores interconectados à sua rede.

A justificativa para o movimento está na previsão de que novas fontes de gás natural iriam suprir a rede, em especial GNL, e o gás natural não convencional, o *coal bed methane* e o

16 (1) Só podem ser aplicadas as especificações de qualidade e intercambialidade do gás natural contidas numa tarifa de gás aprovada pela FERC; (2) as disposições de qualidade e intercambialidade do gás precisam ser flexíveis para permitir que os transportadores satisfaçam as preocupações de segurança e confiabilidade com a importância de maximizar o suprimento, bem como reconhecer a natureza evolutiva da ciência subjacente às especificações de qualidade do gás; (3) os transportadores e seus clientes devem desenvolver especificações de qualidade e intercambialidade do gás com base em requisitos técnicos; (4) na negociação de soluções técnicas, os transportadores e seus clientes são fortemente encorajados a usar as diretrizes do NGC +; e (5) na medida em que os transportadores e seus clientes não possam resolver disputas sobre qualidade de gás e intercambialidade, essas disputas podem ser submetidas à FERC para serem resolvidas caso a caso, com base em fatos e revisão técnica (FERC, 2006).

17 Washington Gas Light (WGL) alegou que a falta de líquidos no GNL regaseificado no terminal de Dominion estava gerando uma série de falhas na distribuição, fazendo um requerimento à FERC de que não autorizasse a expansão do terminal. A FERC considerou que o pedido não havia informação suficiente para seguir com o pedido da WGL (Gibbs, et al, 2007).

*shale gas*. A Tabela 7 apresenta a proposta da especificação do gás natural apresentada pela TET à FERC em 2009. Foram propostos novos parâmetros que não eram anteriormente utilizados, como o limite para etano e butano e o Índice de Wobbe.

No pedido, a TET afirmou que reconhece que os requisitos propostos devem ser flexíveis e maximizar o suprimento potencial, minimizando os efeitos econômicos para os usuários finais a jusante. Portanto, a TET propôs conceder um conjunto de *waivers*<sup>18</sup> que permitiriam que se receba uma quantidade limitada de gás fora do padrão, sem violar o padrão de qualidade de gás proposto.

**TABELA 7** – Especificação do gás natural proposta em 2009 para o gasoduto da Texas Eastern Transmission (aceita em 2011)

Característica	Especificação anterior	Especificação nova
Poder calorífico superior	Mín.: 967 Btu/scf Máx.: N/A	Mín.: 967 Btu/scf Máx.: 967 Btu/scf
Índice de Wobbe	Mín.: N/A Máx.: N/A	Mín.: 1314 Máx.: 1400
Inertes (N <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> , Oxigênio)	Máx.: 4%	Máx.: 4%
CO <sub>2</sub> + Nitrogênio	Máx.: 4%	Máx.: 4%
CO <sub>2</sub>	Máx.: 3%	Máx.: 2%
Nitrogênio + Oxigênio	---	Máx.: 2,75%
Oxigênio	Máx.: 0,2%	Máx.: 0,1%
Enxofre	10 gr por 100 scf	10 gr por 100 scf
Etanos e mais pesados	---	Máx.: 12%
Butanos e mais pesados	---	Máx.: 1,5%
Hidrocarbonetos liquefazíveis	---	Máx.: 0,032 GPM de hexanos e hidrocarbonetos mais pesados

Fonte: FERC (2010a).

Na proposta, foram contemplados quatro tipos de *waivers*:

- 1) *Waiver* sobre a especificação de nitrogênio e oxigênio, para que importadores de GNL possam injetar nitrogênio para se adequar ao Índice de Wobbe;
- 2) *Waiver* sobre a produção atual entrando no sistema que não atenderiam a especificação proposta, desde que esse gás, quando misturado a outras fontes, atenda às especificações no próximo ponto de entrega;

<sup>18</sup> *Waiver* é um termo que designa uma dispensa do cumprimento de alguma exigência regulatória, após pedido e justificativa do agente interessado.

- 3) *Waiver* sobre Btu, Índice de Wobbe e limite de C2+ para incentivar o desenvolvimento do *shale gas* de Marcellus<sup>19</sup>;
- 4) *Waiver* geral para acomodar futuras especificações de gás natural que possam entrar no sistema.

Diversos agentes responderam a chamada pública para contribuir com os pedidos da TET referentes à qualidade do gás, como os produtores (tanto de gás convencional, como não convencional), as distribuidoras, os transportadores, os comercializadores e os importadores. Nesse caso, não houve homogeneidade entre os grupos de interesse e, portanto, não foi possível delinear uma separação clara de interesses.

Nesse primeiro momento, a FERC negou as mudanças alegando a necessidade de uma Conferência Técnica com a participação de todos agentes interessados, que ocorreu em dezembro de 2009. Após outra rodada de esclarecimentos em uma audiência pública em 2010, a proposta da TET foi finalmente aceita e a especificação foi publicada em 2011.

Ficou estabelecido que o *waiver* seria substituído pela criação da zona de controle no sistema de transporte da TET, na qual seria aceito o gás com níveis de etano (C2+) excedendo o limite de 12% (até o limite de 17%), um poder calorífico não maior que 1.150 Btu e um Índice de Wobbe não maior que 1.430, desde que esteja disponível a quantidade de gás para mistura com a qual seja possível entregar gás nos pontos de saída dentro da especificação original.

A especificação do gás natural da TET passou por algumas revisões após a primeira revisão de 2011. Vale destacar a revisão de 2013, na qual a FERC aprovou o alongamento da zona de controle para aceitar *shale gas* de Marcellus e Utica, com níveis de etano (C2+) que excedem o limite de 12%. O acordo também permite à TET de lançar alertas de ação requerendo a entrega voluntária ao sistema de gás natural com baixa concentração de C2+ à zona de controle, caso se antecipe a entrada de gás com especificação que exceda os 12%.

Em outro momento, em 2016, a TET pediu o fim da zona de controle e o estabelecimento de uma única especificação (12%) para o etano e hidrocarbonetos mais pesados em todo o sistema de transporte da TET (até então o limite era 12%, mas permitia-se até 17% de C2+ na zona de controle). Nesse caso, os operadores dos pontos de recebimento podem requerer *waivers* na especificação do gás, e o transportador irá avaliar a viabilidade de acordo com as práticas históricas. O pedido da TET se baseou no fato de que desde 2013 os níveis de C2+ na zona de controle decresceram significativamente (FERC, 2017). Essa mudança foi aceita pela FERC e a zona de controle deixou de existir.

<sup>19</sup> De acordo com TET, o alto teor de C2+ do gás do shale de Marcellus seria removido através do processamento. No entanto, os produtores manifestaram o desejo de flexibilidade no processamento de etano até que um mercado de etano se desenvolva na região. A fim de promover o desenvolvimento do shale gas, o TET propôs esse waiver de cinco anos de seus limites Btu, Índice de Wobbe e C2+ a montante da estação de compressão Holbrook, desde que o gás atinja os limites propostos no próximo ponto de entrega (FERC, 2009).

Em outro exemplo sobre como funciona a especificação com avaliação regulatória do estado, independente da FERC, temos o atual debate sobre inserção de biogás na rede de distribuição da Califórnia. Em 2014, a *California Public Utilities Commission*<sup>20</sup> (CPUC) identificou 17 componentes comumente encontrados no biogás que levantavam preocupação com relação à integridade do sistema e à segurança e estabeleceu os níveis aceitáveis, que deveriam ser inseridos nas especificações das distribuidoras (SoCalGas, 2017).

Naquele momento, se identificou a necessidade de aprofundar o debate se a especificação deveria ser modificada para incluir o biometano. Para tanto, a CPUC contratou a *California Council on Science and Technology* (CCST) para produzir o estudo científico relacionado à inserção do novo tipo de gás no sistema. Em relatório de 2018, CCST recomenda a manutenção do nível mínimo do Índice de Wobbe, mas o relaxamento do limite inferior do valor calorífico (CCST, 2018). O processo ainda está em andamento.

O caso dos Estados Unidos é único devido a estrutura regulatória do mercado de gás, no qual cada transportador pode definir sua especificação de gás natural com anuência da FERC. Isso acaba gerando maior flexibilidade e transparência ao sistema, pois se a demanda por mudança da especificação for considerada razoável e justa pela FERC, esta entrará em vigor. Por ser uma análise caso a caso para cada transportador e gasoduto, existe uma grande variedade de soluções pensadas para estabelecer um padrão estável para a rede. O caso do *Texas Eastern Transmission* é interessante pelas soluções encontradas para lidar com as diferentes fontes de gás natural disponíveis na época das primeiras discussões.

### 3.2.2 EUROPA

Na Europa, as diferenças nacionais nas especificações de qualidade do gás têm sido consideradas um obstáculo ao comércio transfronteiriço e, dessa maneira, foi proposta em meados da década do 2000 uma especificação de qualidade de gás harmonizada, com objetivo de criar um mercado interno europeu totalmente integrado melhorando a concorrência.

Em 2002, o Fórum da Regulação de Gás da União Europeia criou a Associação Europeia para Simplificação do Intercâmbio de Energia (EASEE-gas), que pretendia estabelecer padrões de qualidade para a comercialização do gás natural. Dessa maneira, o EASEE-gas propôs um Índice de Wobbe entre 47 MJ/m<sup>3</sup> e 54 MJ/m<sup>3</sup> e que o requisito adicional de densidade relativa seja limitado a um máximo de 0,700.

<sup>20</sup> A CPUC tem autoridade regulatória sobre os padrões de qualidade de gás exigidos para a injeção de gás natural no sistema de gasoduto de distribuição. A CPUC regula as distribuidoras de gás natural.



O estabelecimento do *Common Business Practice* (CBP) pelo EASEE-gas mostrou-se uma tarefa complexa devido à variedade de interesses que envolviam cada país. Durante um fórum de debate em 2005, o Reino Unido apresentou estudo no qual afirma que os padrões do país não poderiam ser alinhados ao CBP, devido à segurança nos equipamentos a gás, que só aceitam um intervalo estreito de especificação.

Em oposição, a Espanha defendeu que a especificação na União Europeia deveria ser a mais ampla possível para incluir o GNL, que possui um poder calorífico mais alto que a maior parte do gás que transita na União Europeia. Os consumidores industriais estavam preocupados que as mudanças na qualidade do gás iriam forçar um investimento para garantir a continuidade das operações e, especificamente, pediu anúncio prévio sobre as mudanças e transparência da qualidade do gás.

Para lidar com todas estas preocupações, a Comissão Europeia concordou em fazer um inventário de todas as questões de qualidade do gás, assim como realizar uma análise de custo-benefício para propor uma solução (Stiphout, 2009).

Em 2007, a Comissão Europeia determinou um mandato ao CEN, o organismo europeu de normalização, para produzir uma norma harmonizada para a qualidade do gás natural até 2010. O CEN adotou uma abordagem em duas fases:

- Levantamento e análise de todos os aparelhos a gás instalados nos 27 países da UE e um programa de testes para a seleção de aparelhos representativos, o projeto GASQUAL;
- Análise dos custos e benefícios da harmonização do gás natural para toda a cadeia de produção do gás, do produtor ao consumidor final.

O GASQUAL estabeleceu um programa de testes de dois anos, iniciado em 2008 com a maioria dos aparelhos domésticos sendo testados nos limites da especificação proposta pelo EASEE-gas e os efeitos de medição nas emissões, dispositivos de segurança e eficiência. Foram mais de cem equipamentos testados em diversos laboratórios, de uso residencial e comercial.

Em um workshop realizado em 2014, o CEN apresentou o progresso do trabalho e uma proposta para a padronização, recebendo comentários de diversos *stakeholders* se posicionando sobre os parâmetros em debate. Ainda existiam temas abertos, sem apresentar um consenso, como a amplitude da variação permitida do Índice Wobbe e o conteúdo de enxofre. A proposta do CEN está apresentada na Tabela 8.

A proposta do CEN foi parcialmente incluída na publicação, em 2015, do primeiro documento padronizando a qualidade de H-gas europeu (o EN 16726). O documento estabelece alguns parâmetros, mas não inclui critérios de combustão, exceto pelo número mínimo de metano

(65). Não foi possível incluir um parâmetro para o Índice de Wobbe pela falta de consenso entre os *stakeholders* do mercado de gás europeu, com resistência principalmente dos fabricantes de equipamentos e consumidores de gás.

A partir disso, definiu-se que mais testes eram necessários para avaliar o impacto da mudança do Índice de Wobbe sobre os consumidores residenciais e industriais e se reestabeleceu o *Gas Quality Implementation Pilot*, com todos os membros dos estados, numa nova tentativa de criar um consenso acerca da questão (Meyer, 2015).

A Tabela 9 apresenta os parâmetros que foram estabelecidos no documento do CEN. A adoção de tais parâmetros pelos países europeus é voluntária, dado que ainda não está incluído nas regulações nacionais (ENTSOG, 2016).

**TABELA 8** – Proposta do CEN para os parâmetros do gás natural europeu

Parâmetro	Unidade	Limites		Padrões Relevantes
		Min.	Max.	
Índice Wobbe	MJ/m <sup>3</sup>	46,4	54	EN ISO 6976, EN ISO 15971
Densidade relativa	N/A	0,56	0,7	EN ISO 6976, EN ISO 15970
Total de enxofre sem odorante	mg/m <sup>3</sup>	N/A	20	EN ISO 6326-5, EN ISO 19739
Sulfeto de hidrogênio + Sulfeto de carbonila (como enxofre)	mg/m <sup>3</sup>	N/A	5	EN ISO 6326-1, EN ISO 6326-3, EN ISO 19739
Sulfato de mercaptano sem odorante	mg/m <sup>3</sup>	N/A	6	EN ISO 6326-3, EN ISO 19739
Oxigênio	mol/mol	N/A	0,001 % ou 1%	EN ISO 6974-3, EN ISO 6974-6, EN ISO 6975
Dióxido de carbono	mol/mol	N/A	2,5 % ou 4%	EN ISO 6974-1 to -6, EN ISO 6975
Ponto de orvalho de hidrocarbonetos	°C	N/A	-2	EN ISO 23874, ISO 12148
Ponto de orvalho da água	°C	N/A	-8	EN ISO 6327, EN ISO 18453, EN ISO 10101-1 to -3
Número do metano	N/A	65	N/A	-

**TABELA 9** – Parâmetros definidos no EN 16726, de 2015

Parâmetro	Unidade	Mínimo	Máximo
Densidade relativa	-	0,555	0,700
Enxofre total sem odorante	mg/m <sup>3</sup>	-	20 (30)
H <sub>2</sub> S +COS	mg/m <sup>3</sup>	-	5
Sulfato de mercaptano	mg/m <sup>3</sup>	-	6
Oxigênio	mol/mol	-	10 ppm a 1%
CO <sub>2</sub>	mol/mol	-	2,5% a 4%
Ponto de orvalho de hidrocarbonetos	°C (até 70 bar)	-	-2
Ponto de orvalho de água	°C (a 70 bar)	-	-8
Número de metano	-	65	-

Fonte: ENTSOG (2016).

Os diferentes interessados continuam apresentando suas posições com relação à padronização da especificação do gás natural, como a Associação Europeia de Fabricantes de Motores de Combustão Interna (EUROMOT) que em novembro de 2017 apresentou sua posição insistindo com um índice Wobbe não maior a 53 MJ/m<sup>3</sup>, com uma variação máxima de 3 MJ/m<sup>3</sup>, entre outros parâmetros (EUROMOT, 2017).

O estabelecimento de especificações de gás natural padronizadas no continente europeu se torna essencial para a criação de um ambiente irrestrito de comercialização entre os países. No entanto, o grande número de *players* envolvidos no processo e a diversidade de condições requeridas pelos *stakeholders* torna o estabelecimento de um padrão uma tarefa difícil.

### 3.2.3 REINO UNIDO

A regulação sobre a especificação de gás natural do Reino Unido tem como principal instrumento o Gas Safety (Management) Regulations (GS(M)R), estabelecido em 1996. A instituição responsável por definir a especificação do gás natural é o Health and Safety Executive (HSE). O transportador de gás e operador do sistema de gás, o *National Grid Gas* (NGG), é o responsável por manter o fluxo de gás nos padrões definidos pelo HSE, analisando o gás nas entradas da rede. No caso em que seja detectado a injeção de gás fora da especificação, por questões de segurança, os transportadores podem solicitar a redução ou interrupção do fluxo de gás.

A especificação dos limites de mistura do gás natural no Reino Unido está apresentada na Tabela 10.

**TABELA 10** – Especificação do gás natural no Reino Unido

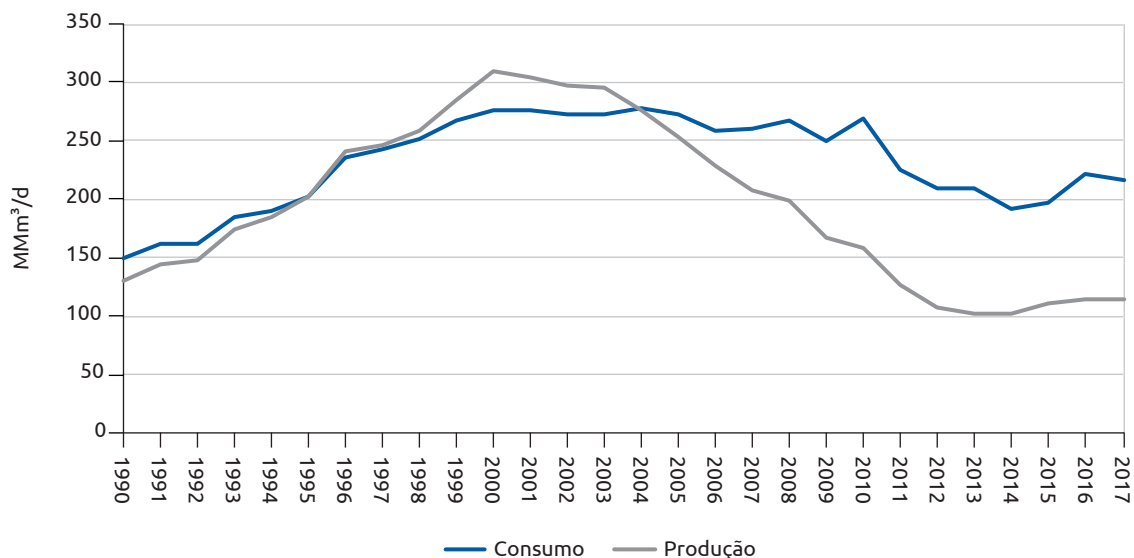
Propriedade	Intervalo ou limite
<b>Sulfato de hidrogênio</b>	< 5 mg/m <sup>3</sup>
<b>Enxofre total</b>	< 50 mg/m <sup>3</sup>
<b>Hidrogênio</b>	< 0,1 mol %
<b>Oxigênio</b>	< 0,2 mol %
<b>Impurezas, água e ponto de orvalho</b>	O gás não deve conter sólidos ou líquidos que possam interferir com a integridade ou operação da rede e equipamentos
<b>Índice de Wobbe</b>	Entre 47,2 – 51,41 MJ/m <sup>3</sup> - limites normais. Entre 46,50 – 52,85 MJ/m <sup>3</sup> - limites emergenciais
<b>Incompletude</b>	< 0,48 – condições normais
<b>Fator de combustão</b>	< 1,49 – condições emergenciais
<b>Índice Soot</b>	< 0,60
<b>Odor</b>	Gás abaixo de 7 bar (g) deverá ter adicionado agente odorizador

Fonte: HSE (2007).

O debate sobre as mudanças na especificação do gás natural no Reino Unido surgiu no início dos anos 2000, devido à perspectiva de declínio da produção doméstica e necessidade crescente de importação de gás. Historicamente, a produção doméstica, com base na qual foram estabelecidos os critérios da GS(M)R, possui uma qualidade do gás diferente da Europa Continental.

Ademais, à época, a importação por terminais de regaseificação de GNL era uma solução desejada para a construção do portfólio de suprimento de gás para o Reino Unido, abrindo o leque de possibilidades para o recebimento de diferentes tipos de especificação.

Pelo Gráfico 4 fica evidente a dimensão do problema elencado, dado o forte declínio da produção doméstica de gás natural no Reino Unido, que se intensificou a partir de 2003. Em 2017, as importações corresponderam a 47% da demanda total e possuem quatro origens: Noruega (75% do volume importado), Holanda (4%), Bélgica (6%) e GNL (15% por meio de três terminais de regaseificação).

**GRÁFICO 4** – Produção e consumo de gás natural no Reino Unido

Fonte: Elaboração própria com dados da BP (2018).

Em 2003, o governo britânico, em seu planejamento energético anual, começou a discutir a questão da especificação do gás, dada a previsão de aumento das importações (DTI, 2003). No mesmo ano, o Ministério de Energia lançou o Programa Gas Quality Exercise, no qual seriam estudadas a magnitude deste problema e as opções de políticas para sua resolução. Participaram desse programa o Departamento de Comércio e Indústria, o HSE, o Ofgem (regulador do mercado de gás e eletricidade) e o Departamento de Meio Ambiente, Alimentação e Atividades Rurais.

Após a conclusão que algumas fontes de gás importado não seriam adequadas para suprir diretamente os consumidores britânicos devido a extrapolação dos limites definidos no GS(M)R, surgiram duas opções possíveis para a resolução do problema:

- 1) Mantinha-se a regulação sobre especificação do gás natural e, conseqüentemente, seria necessário o desenvolvimento de toda infraestrutura para tratar o gás importado que não cumpriria com o padrão regulatório; ou
- 2) Modificava-se a regulação para adequar à variedade da qualidade do gás importado e, conseqüentemente, seria necessário identificar e adequar ou substituir os equipamentos que se tornariam inseguros com outros tipos de gás.

Os custos das duas opções foram considerados e a segunda opção se mostrava consideravelmente mais custosa (ver Box 1) e, portanto, o governo definiu que a regulação sobre especificação não deveria ser modificada pelo menos até 2020. O governo britânico deixou claro que mesmo que se adotasse a solução de mudança dos parâmetros da GS(M)R esta não seria feita de forma imediata, como uma maneira de manter a estabilidade regulatória, caso no qual ocorreria uma transição de longo prazo para os novos limites estabelecidos.

**BOX 1 – Mudanças na Especificação do Gás no Reino Unido e Seus Impactos nos Custos**

Tanto no Reino Unido como na Holanda, foram realizados estudos sobre os custos de adaptação a novas fontes de gás, levando-se em consideração as opções de investimento no *upstream* (em plantas de tratamento ou mistura do gás antes de chegar a rede/consumidor final) ou no *downstream* (pela adaptação ou troca dos equipamentos no consumidor final). Nos dois países, a solução de investimento no *downstream* se mostrou muito mais custosa (o caso da Holanda é apresentado no Box 2).

No Reino Unido, o estudo foi realizado no âmbito do *Gas Quality Exercise*, no qual se inseriu um estudo sobre as melhores opções para lidar com a mudança do perfil de oferta de gás do país. A empresa Advantica (agora DNV GL) foi selecionada para realizar a pesquisa independente sobre os impactos técnicos e econômicos das possíveis soluções, em 2004. No estudo foram consideradas a opção de solução no *upstream* e no *downstream*.

O estudo concluiu que a solução no *upstream* tinha custo estimado entre £400 e £500 milhões, considerando o horizonte de crescimento da demanda até 2035. No entanto, à época do estudo, algumas decisões de investimento dos projetos de importação já haviam sido feitas e estas já estavam incorporando a necessidade de corrigir a especificação do gás para adequação à regra vigente. Dessa maneira, o custo incremental da solução *upstream* era potencialmente menor. Ademais, a possibilidade de solução pela mistura com outros tipos de gás, em contraposição com o investimento de processamento ou central de mistura com nitrogênio, torna a solução *upstream* potencialmente mais barata no Reino Unido. Levando em consideração essas possibilidades, o custo da solução *upstream* foi estimado em cerca de £200 milhões.

De acordo com o estudo, o custo operacional de misturar o GNL importado com nitrogênio foi estimado entre 0,1 p/therm e 0,3 p/therm (aprox. US\$ 0,01 e 0,03 por MMBtu). Esse custo representaria uma pequena fração do contrato típico do NBP, dado que o GNL importado seria uma fonte marginal do sistema. Portanto, a solução pelo *upstream* teria um impacto irrisório sobre o preço final do gás.

Para a solução *downstream*, o estudo estimou que o custo estaria entre £2,2 e £14,7 bilhões. Essa solução foi estimada considerando a conversão/adaptação ou substituição dos equipamentos por um período entre dez e quinze anos. São as incertezas quanto a magnitude da necessidade de converter (menos custoso) *versus* substituir (mais custoso) que geram um intervalo tão amplo na estimativa de investimento necessário para a solução *downstream*.

O estudo também fez um cenário de substituição no curto prazo, em dois anos, mas que se mostrou tecnicamente impossível de realizar. Nesse cenário seria necessário um investimento de mais de £40 bilhões e 50 mil trabalhadores dedicados a substituir e converter os equipamentos.

Os testes dos equipamentos também demonstraram que as emissões de monóxido de carbono, dióxido de carbono e óxidos de nitrogênio aumentariam consideravelmente se o Índice de Wobbe tivesse um intervalo mais amplo.

Mesmo depois da decisão do governo britânico de não modificar as especificações do gás natural até pelo menos 2020, diversos estudos, consultas e movimentos foram realizados. Em um primeiro momento, a maior preocupação estava relacionada ao custo da construção da infraestrutura de tratamento e mistura do gás.

Em 2006, o Ofgem se reuniu com participantes da indústria para aprofundar os estudos sobre as consequências desta decisão sobre a segurança de abastecimento do Reino Unido e que medidas eram necessárias (Ofgem, 2007). O estudo, que culminou na Consulta Pública 176/07, de julho de 2007, focou (i) na avaliação sobre a dimensão em que essa infraestrutura de processamento de gás era necessária, avaliando a demanda e oferta de gás fora das especificações da GS(M)R; e (ii) numa estrutura regulatória, dado que, potencialmente, as infraestruturas de tratamento de gás seriam de uso de diversos agentes importadores.

Para este segundo ponto foram consideradas três opções possíveis: (1) Infraestrutura regulada, a qual seria construída pelo operador do sistema de gás, o *National Grid Gas* (NGG), sendo incluído em sua base regulatória de ativos; (2) Infraestrutura não-regulada, a qual seria construída por terceiros que venderiam o serviço de tratamento do gás para os importadores; e (3) uma solução híbrida, na qual a infraestrutura seria construída pelo NGG, com base em processos de leilão, onde compradores e vendedores de gás participariam conforme suas necessidades.

Uma variação dessa solução, considerada no estudo, é de adicionar a possibilidade de investimento discricionário por parte do NGG, conforme este avalie sua necessidade. Cada opção possui suas vantagens e desvantagens e estas foram consideradas para a escolha de um modelo que tivesse melhor aderência às necessidades do mercado<sup>21</sup>.

São duas principais conclusões do trabalho realizado pela Ofgem, uma diz respeito à alta incerteza quanto à necessidade de se construir infraestrutura de processamento nos terminais de importação, devido a impossibilidade de prever a ação dos compradores e vendedores de gás, se estes vão acessar mercados de gás fora da especificação do GS(M)R. A segunda conclusão é a de que o modelo híbrido deveria ser adotado, no qual o investimento na infraestrutura de tratamento de gás é feito de forma centralizada (pelo NGG) com base em processo de leilão e/ou por decisão discricionária, conforme se torne necessário.

O trabalho da Ofgem foi colocado em consulta pública em julho de 2007<sup>22</sup> para receber contribuições dos agentes do mercado. Diversas críticas foram feitas aos modelos apresentados, nos quais diversos agentes foram contra a intervenção regulatória. Ofgem (2009)

<sup>21</sup> Para mais detalhes ver Ofgem (2007).

<sup>22</sup> Para acesso aos documentos da consulta pública: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/17607-economic-regulation-gas-processing-facilities>

esclarece que as informações recebidas durante a consulta pública foram insuficientes para que o regulador prosseguisse com o debate e com o desenvolvimento de uma regulação em prol da infraestrutura de tratamento do gás importado.

A verdade é que o problema de investimento em infraestrutura de tratamento já vinha sendo resolvido conforme a necessidade do mercado, sem intervenção regulatória, em especial relacionado à importação de GNL, a qual não é compatível, na maior parte das vezes, com a especificação da GS(M)R (Gráfico 5).

A utilização do GNL para compor o portfólio de suprimento do Reino Unido teve início em 2005 com o terminal Grain LNG. O terminal é de propriedade da *National Grid Group*, o qual vende seus serviços de regaseificação<sup>23</sup> a terceiros<sup>24</sup>. O projeto conta com infraestrutura de armazenamento e injeção de propano e duas plantas de nitrogênio líquido (de propriedade e operação da Air Products).

Todos os terminais de regaseificação<sup>25</sup> inaugurados posteriormente no Reino Unido também possuem infraestrutura de injeção de nitrogênio líquido para adequação do GNL recebido. O Reino Unido também importa, via gasoduto, gás natural da Bélgica que tem como origem importações de GNL. Nesse terminal (Zeebrugge), também foi necessário a inclusão de uma planta de nitrogênio para adequar o GNL recebido, sendo cobrada uma taxa adicional para esse serviço. A necessidade de tratamento do GNL importado se dá pela restrição importante do índice de Wobbe no Reino Unido, como pode ser observado no Gráfico 5, no qual pouquíssimas fontes se adequam ao exigido pela regulação britânica.

---

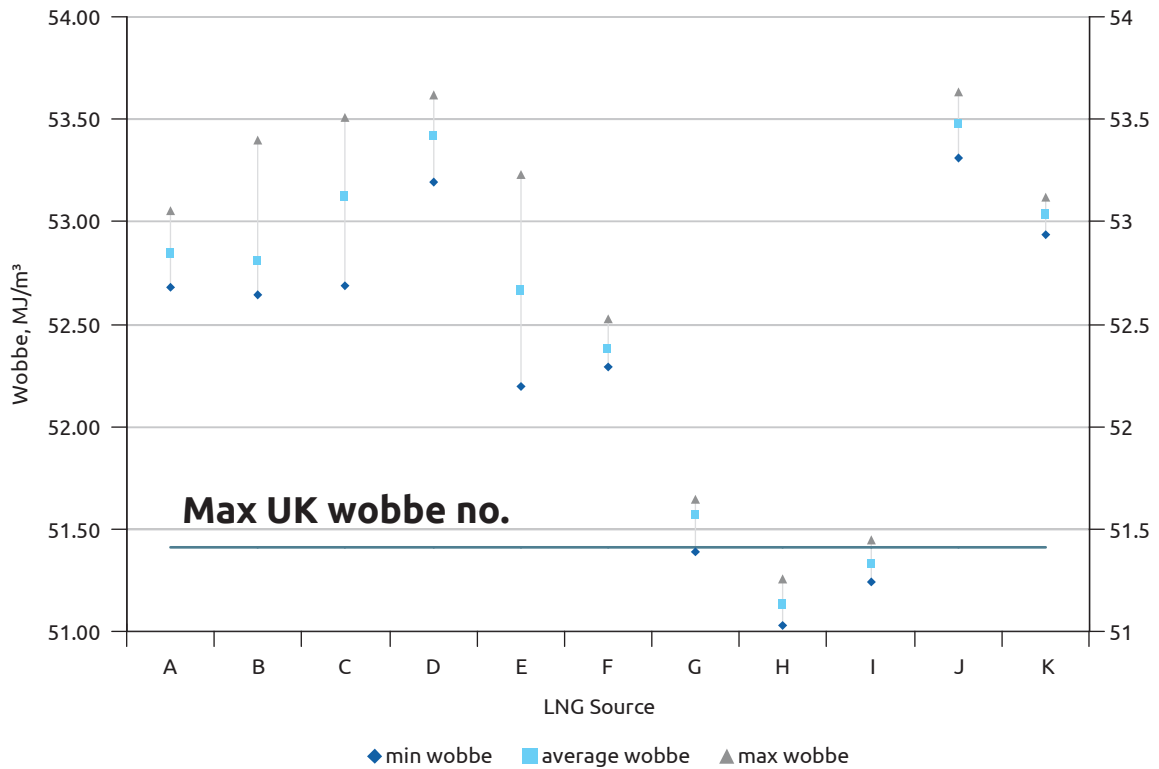
23 Os serviços incluem o recebimento de cargas de GNL de navios com tamanho até Qmax, armazenamento temporário de GNL, regaseificação e processamento de GNL (para adequação da qualidade aos padrões regulatórios do Reino Unido), entrega do gás nas entradas definidas pelos clientes, *reloading* de navios e caminhões.

24 O terminal possui contratos com a BP, Sonatrach, Centrica, Iberdola, Total e Uniper.

25 Os terminais *onshore* Dragon LNG e South Hook, ambos inaugurados em 2009, e o terminal flutuante de Teesside GasPort, inaugurado em 2007 e descomissionado em 2015.



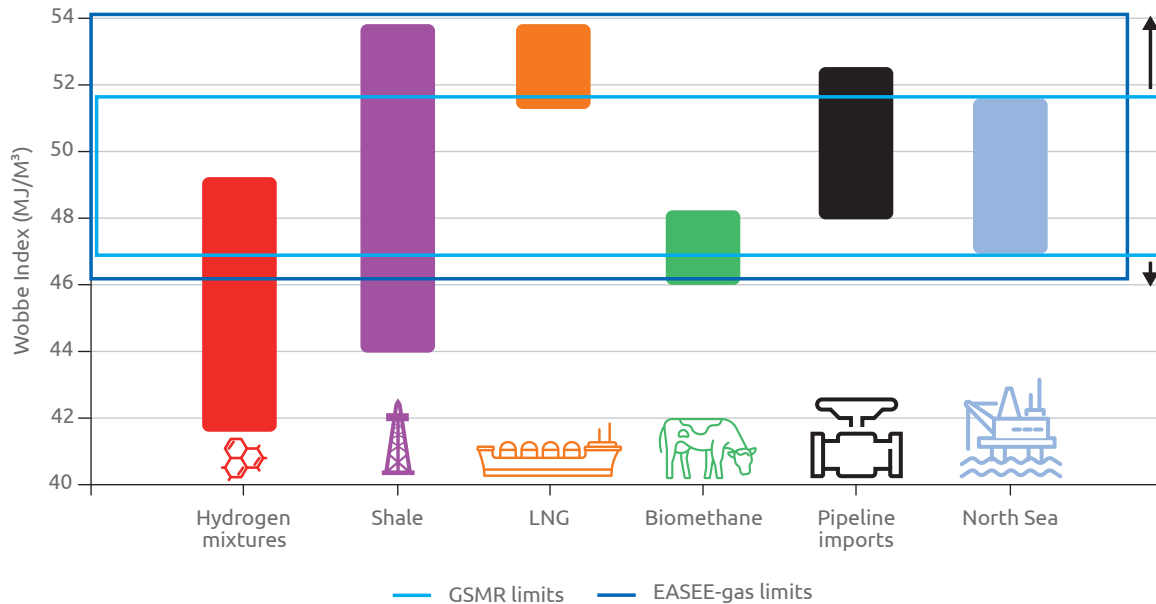
**GRÁFICO 5** – Especificação do gás de diferentes fontes de GNL e restrição do índice de Wobbe no Reino Unido



Fonte: Winstanley (2006).

Um novo momento do debate sobre a regulação referente à especificação do gás natural no Reino Unido foi impulsionado pelas diferentes possibilidades de injeção de gases no sistema, principalmente hidrogênio, biometano e *shale gas*. O Gráfico 6 possibilita visualizar a faixa de restrição da atual regulação do Reino Unido em comparação com a faixa sugerida nos países da União Europeia (EASEE-gas<sup>26</sup>).

<sup>26</sup> O Association for Streamlining of Energy Exchange (EASEE-gas) é uma associação com suporte da União Europeia para o desenvolvimento de práticas comuns nos mercados de gás. A associação possui uma faixa de índice de Wobbe que é adotada por diversos transportadores de gás europeus.

**GRÁFICO 6** – Típico Índice de Wobbe para vários tipos de gás natural

Fonte: SGN (2016).

Um dos desenvolvimentos mais recentes do debate foi realizado pela *Scotia Gas Networks* (SGN), a distribuidora de gás natural da Escócia e do sul da Inglaterra (SGN, 2016). O governo britânico concedeu a autorização para realizar testes de flexibilização do limite regulatório da especificação do gás em Oban, na Escócia, que é isolado do restante do sistema de transporte da região.

A experiência durou cerca de três anos e foi concluída em 2016. Durante este período, foram avaliados e testados os equipamentos que utilizam o gás na região. Por fim, a SGN recomendou que o limite superior do índice de Wobbe poderia ser aumentado de 51.41 MJ/m<sup>3</sup> para 53.25 MJ/m<sup>3</sup>, sem prejuízo para a segurança do sistema. De acordo com o estudo, seriam economizados £ 325 milhões por ano no Reino Unido com essa mudança na regulação, por evitar a necessidade de uso de nitrogênio para a adequação do gás natural importado.

Em 2016, a *Energy Networks Association*<sup>27</sup> (ENA) lançou o programa *Gas Quality Working Group* em parceria com o *Institution of Gas Engineers & Managers* (IGEM) e o DNV GL. O objetivo do projeto é desenvolver um novo padrão para o índice de Wobbe, mais apropriado para o Reino Unido e que seja condizente com o estabelecido na Europa. O trabalho é feito por meio de reuniões de debates incluindo diversos agentes da indústria, reguladores, empresas e associações<sup>28</sup>.

27 Associação das empresas de transporte e distribuição de gás, incluindo a National Grid, Northern Gas Networks, SGN, Wales & West e Cadent.

28 Ver mais em: <https://www.igem.org.uk/technical-standards/working-groups/gas-quality.aspx>.

Outro programa com o intuito de testar novas possibilidades de mistura de gás natural na rede, com foco no hidrogênio, foi lançado em 2017<sup>29</sup>. O projeto, chamado *HyDeploy*, está sendo coordenado por um consórcio de instituições, liderado pelas distribuidoras *Cadent e Northern Gas Networks*<sup>30</sup>. O projeto segue a linha do projeto da SGN e irá fazer testes de equipamentos e rede com a mistura do gás com hidrogênio até 20%. A previsão é que os testes físicos na rede se iniciem em 2019, já tendo recebido aval do HSE para tal.

No momento atual, os principais agentes incentivadores da mudança regulatória da GS(M)R são as empresas de transporte e distribuição de gás natural no Reino Unido. O movimento está relacionado às novas fontes disponíveis para o suprimento de gás natural na região, como a inserção de hidrogênio, *shale gas* e biometano, que ajudariam o país a construir um portfólio menos dependente de importações. Mesmo sem a utilização das novas fontes, o contexto torna importante a flexibilização do índice de Wobbe do Reino Unido, devido ao uso da custosa infraestrutura de processamento de gás para a condição atual de importação de GNL.

Uma das principais razões que podem ser apontadas para justificar o esforço das empresas de infraestrutura de transporte e distribuição de gás para uma maior flexibilidade da especificação do gás natural está no senso de urgência que a transição energética está trazendo a estes agentes, não só no Reino Unido, mas em toda Europa.

De acordo com Speirs (2018), o futuro é incerto e contestável para a infraestrutura de rede de gás, no contexto em que os governos estão buscando soluções para a descarbonização da energia. As opções para a sobrevivência desta indústria dependem da redução de emissão de CO<sub>2</sub> da indústria de gás natural e, por ora, as soluções envolvem maior uso de gás alternativo nas redes (hidrogênio, biometano, biogás).

*Um novo momento do debate sobre a regulação referente à especificação do gás natural no Reino Unido foi impulsionado pelas diferentes possibilidades de injeção de gases no sistema, principalmente hidrogênio, biometano e shale gas.*

<sup>29</sup> Ver mais em: <https://hydeploy.co.uk/>.

<sup>30</sup> O consórcio inclui a Universidade de Keele, o HSE, ITM Power (empresa especializada na fabricação de sistemas de hidrogênio) e Progressive Energy (empresa especializada em desenvolvimento e implementação de projetos relacionados à energia limpa no Reino Unido).

Os testes realizados pela SGN em Oban e os testes a serem realizados no HyDeploy dão maior credibilidade ao pedido de mudança da especificação de gás, pois demonstram a segurança e a eficácia com que o sistema operou com uma mistura diferente de gás natural. O governo britânico havia definido em 2005 que a regulação não deveria ser modificada até 2020, o que leva a crer que o movimento recente está contando com essa janela de possibilidade que se abrirá em breve. O esforço agora parece ser em definir qual deveria ser o novo parâmetro, estudo que vem sendo realizado pela ENA em parceria com o IGEM.

### 3.2.4 PAÍSES BAIXOS

A história da indústria de gás natural nos Países Baixos é marcada pela descoberta do grande campo de Groningen. Após sua descoberta, em 1959, o país se tornou um dos maiores produtores de gás natural da Europa, exportando o gás excedente para Alemanha, França e Bélgica.

O gás de Groningen é caracterizado por possuir um baixo poder calorífico devido à presença relativamente alta de nitrogênio na mistura (aprox. 14%), o chamado *G-gas*. Por ser a fonte de gás mais barata e amplamente disponível para o país à época, o gás de Groningen tornou-se o padrão para os consumidores nos Países Baixos. Dessa maneira, toda a indústria de gás holandesa foi modelada para receber esse tipo de gás, desde a rede de transporte até os equipamentos do consumidor final.

Durante os anos 70, a produção de outros campos<sup>31</sup> com maior poder calorífico impôs uma reestruturação do sistema. O gás de alto poder calorífico (chamado *H-gas*) é fornecido a alguns usuários finais por meio de aproximadamente oitenta conexões por um sistema separado de transporte de gás. As duas qualidades de gás (*G-gas* e *H-gas*<sup>32</sup>) são, portanto, transportadas em redes separadas e conectadas mediante estações de mistura e conversão, nas quais o gás de alto poder calorífico pode ser misturado com o de baixo poder calorífico ou com nitrogênio para produzir gás apto para entrar na rede de *G-gas*. Pela Figura 1 é possível visualizar a rede de transporte para os dois tipos de gás e as diversas estações de mistura e injeção de nitrogênio.

Dessa maneira, dada a especificidade do mercado de gás holandês, parte dos consumidores recebe *H-gas* e parte dos consumidores recebe *G-gas*. Os consumidores que recebem o *H-gas* são grandes consumidores industriais, enquanto no *G-gas* tem grande presença o setor residencial.

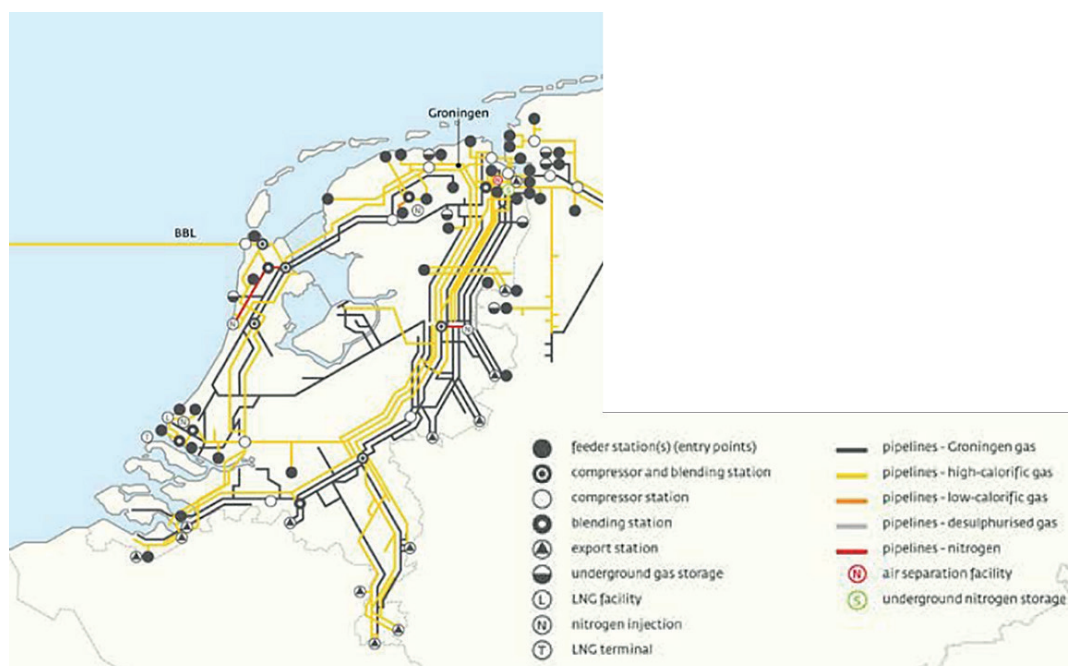
<sup>31</sup> Chamados de pequenos campos foram objeto de incentivo por parte do governo holandês a partir de 1974, com o objetivo de alongar a vida de Groningen.

<sup>32</sup> Existe uma terceira variedade, o *L-gas*, que é o gás de baixo teor calorífico, mas que possui um índice de Wobbe com limite superior maior que o *G-gas*. Esse é o gás que é exportado da Holanda para a Alemanha, Bélgica e França.

O exemplo de Groningen, vale destacar, é o caso clássico de separação de classes de consumidores em função de tipos de equipamentos diferente adequados a diferentes faixas de composição. O que mostra que variações de qualidade não podem ser impostas sem importantes investimentos por parte dos consumidores.

A especificação de gás natural na Holanda é definida pelo Ministério de Assuntos Econômicos, por meio de decreto ministerial. O responsável por monitorar e controlar a especificação do gás, fazendo os ajustes necessários entre a rede *H-gas* e *G-gas* é o *Gasunie Transport Services (GTS)*, o transportador e o operador nacional do sistema de transporte de gás natural. O GTS, portanto, é responsável pela construção centralizada da infraestrutura de mistura e conversão do gás de alto poder calorífico para baixo poder calorífico<sup>33</sup>. A Tabela 11 traz a composição atual do gás natural para o consumidor final.

**FIGURA 1** – Infraestrutura de transporte de gás natural na Holanda



Fonte: Gasunie (2015).

33 Para mais informações sobre as obrigações do GTS, ver: <https://www.gasunietransportservices.nl/en/about-gts/organisation/tasks>

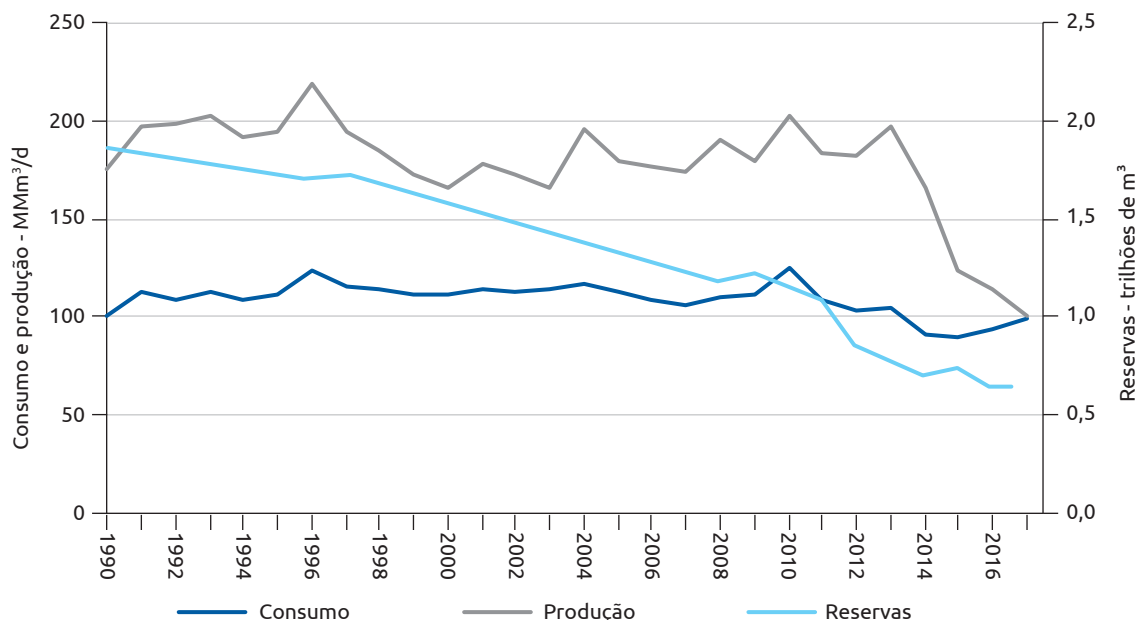
**TABELA 11** – Especificação do gás natural nos Países Baixos

Característica	Especificação do gás de entrada	Especificação do gás de saída		
		Setor de Utilidades	Industrial <i>G-gas</i>	Industrial <i>H-gas</i>
<b>Valor Calorífico</b>	31,0 – 35,0 MJ/m <sup>3</sup>	31,6 – 38,7 MJ/m <sup>3</sup>	31,6 – 38,7 MJ/m <sup>3</sup>	35 – 47 MJ/m <sup>3</sup>
<b>Índice de Wobbe</b>	43,4 – 56,7 MJ/m <sup>3</sup>	42,7 – 45,2 MJ/m <sup>3</sup>	42,7 – 47,11 MJ/m <sup>3</sup>	47 – 57,5 MJ/m <sup>3</sup>
<b>H<sub>2</sub>S</b>	< 5 mg/m <sup>3</sup>			
<b>Enxofre total</b>	< 20 mg/m <sup>3</sup>	45 mg/m <sup>3</sup>	45 mg/m <sup>3</sup>	150 mg/m <sup>3</sup>
<b>O<sub>2</sub>/H<sub>2</sub></b>	O <sub>2</sub> < 0,1%		O <sub>2</sub> < 0,01 mol%	
<b>Inertes (N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>)</b>	Específico para o ponto de entrada, 1,5 – 8,0 vol%	8 vol%	8 vol%	3 vol%
<b>Teor de Hidrocarbonetos e Água</b>	Ponto de orvalho da água < -8 °C à pressão de admissão, Ponto de orvalho HC < 5 mg/m <sup>3</sup> a -3 °C à pressão de admissão	Ponto de orvalho da água < -8 °C à pressão de admissão, Ponto de orvalho HC: tecnicamente livre de condensado	Ponto de orvalho da água < -8 °C à pressão de admissão, Ponto de orvalho HC: tecnicamente livre de condensado	Ponto de orvalho da água < -8 °C à pressão de admissão, Ponto de orvalho HC < 5 mg/m <sup>3</sup> a -3 °C à pressão de admissão
<b>Temperatura</b>	0 - 50°C	-10 - 40°C		

Fonte: Elaboração própria com dados do ERM (2016).

O pontapé inicial para o debate com relação à especificação de gás no país se deu com base na evidência de que a produção de gás de baixo poder calorífico proveniente de Groningen estava em declínio. Além disso, as reservas totais (tanto de Groningen como dos pequenos campos) não foram recuperadas ao longo dos anos, como pode se observar pelo Gráfico 7. Com a menor disponibilidade de *G-gas* e com a evidência de que as importações de gás natural (da Rússia, Noruega e GNL) são caracterizadas como *H-gas* de diferente especificidade, surge um impasse para a estrutura do mercado de gás holandês.

O gás de Groningen, além de estar em declínio natural de sua produção, apresenta um risco importante para a população local. Terremotos provenientes da extração de gás natural na região se tornaram recorrentes desde 2013, levando a decisão por parte do Ministério de Assuntos Econômicos (em 2018) de que a produção vai se reduzir gradualmente até finalizar operações em 2030.

**GRÁFICO 7** – Produção, consumo e reservas de gás natural nos Países Baixos

Fonte: Elaboração própria com dados BP (2018).

Diante dessa evidência, o Ministério de Assuntos Econômicos iniciou estudos sobre o impacto da mudança da especificação do gás natural no país e quais os custos e as melhores soluções para a introdução de maior variedade de especificação na rede. São diversos problemas associados à questão da especificação:

- 1) A especificação do *H-gas* à época não era condizente com as especificações do gás de alto poder calorífico que seria importado (GNL, Noruega e Rússia);
- 2) O gás importado também não seria condizente com o *G-gas* e não existia outra fonte de gás de baixo poder calorífico que poderia substituir o gás de Groningen;
- 3) O próprio gás importado e tratado para se tornar de menor poder calorífico não atende à especificação do *G-gas*.

Dessa maneira, em 2010 foi lançado o projeto Qualidade do gás para o futuro, que culminou em relatórios desenvolvidos em conjunto por três empresas contratadas pelo Ministério<sup>34</sup>. O estudo indicava que a melhor opção de longo prazo era a de fazer os ajustes no elo final da cadeia, adaptando os equipamentos dos consumidores em uma transição gradual.

Em carta ao Parlamento (Holanda, 2011), o Ministério apoia essa ideia e define que a política a partir daquele momento se daria com base em três princípios: (i) todos os usuários terão que se adaptar às novas composições de gás; (ii) é necessário um período de transição

<sup>34</sup> O relatório foi elaborado pela KIWA, instituição especializada em testes, inspeção e certificação de instalações de gás; KEMA, empresa relacionada a DNV GL, que também realiza teste, inspeção e certificação; e Arcadis, uma empresa de consultoria (KEMA & KIWA, 2010).

razoável; e (iii) deve haver clareza sobre a composição do gás. Na carta, ficou indicado que a especificação do gás natural não mudaria até 2021, para que houvesse tempo hábil para a troca dos equipamentos de maneira gradual e orgânica (ou seja, acompanhando o movimento próprio das indústrias de substituição planejada de equipamentos).

O plano de ação e aprofundamento dos estudos foi dividido em dois e contou com a participação de diversos *stakeholders*: um para os consumidores de *H-gas* e outro para os consumidores *G-gas*. A transição se daria no curto prazo para o *H-gas*, dado que a mudança da especificação seria para adequar a importação de GNL, enquanto para o *G-gas*, a transição seria de longo prazo.

O projeto para análise dos impactos aos consumidores de *H-gas* foi realizado no sentido de avaliar a introdução do GNL no sistema de transporte a partir de 2011, quando o terminal de Gate iniciou operação. Os consumidores industriais de *H-gas* precisariam se ajustar rapidamente para o recebimento da especificação de GNL, e, portanto, foi dado o período até 2012 para o ajuste (que se estendeu até 2014). A maior preocupação do mercado era com a maior variabilidade da especificação e a possibilidade de interrupção na operação dos equipamentos<sup>35</sup>. O GTS trabalhou em conjunto com o terminal de Gate durante o período de transição para mitigar os efeitos das variações da composição do gás.

Nessa frente, foram realizadas diversas interações com as empresas e uma chamada pública para contribuição sobre os parâmetros da especificação do gás ao final de 2013<sup>36</sup>. Por fim, em 2014 modificou-se a banda superior do índice de Wobbe para o *H-gas*, que passou de 54 para 55,7 MJ/m<sup>3</sup>, com aplicabilidade a partir de 2016<sup>37</sup>.

O debate sobre as soluções para a rede de *G-gas* ocorreu em paralelo ao debate do ajuste da especificação do *H-gas*. No âmbito do projeto Qualidade do gás para o futuro, foram recebidas 38 contribuições em consulta pública relacionadas às especificações do gás de baixo poder calorífico de diversos agentes do mercado<sup>38</sup>. A Tabela 12 traz a nova especificação do gás de baixo poder calorífico (chamado de G+) que irá valer a partir de 2021. Os limites ainda podem ser repensados, mas essa definição serve de guia para os próximos passos da transição. Vale notar que, mesmo na nova especificação, as faixas de variação são bastante limitadas e o teor de hidrocarboneto superiores. Somados, são limitados a 8%, com número de metano 70, o que é mais rigoroso do que o que já vigora atualmente no Brasil.

35 <http://www.industrielinqs.nl/overgang-hoogcalorisch-gas-eindigt-in-oktober-2014/>

36 Para documentos da consulta pública: [https://www.internetconsultatie.nl/mr\\_gassamenstelling/details](https://www.internetconsultatie.nl/mr_gassamenstelling/details)

37 Para acessar o regulamento vigente: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0035367/2016-04-01>

38 [https://www.internetconsultatie.nl/mr\\_gassamenstelling/document/992](https://www.internetconsultatie.nl/mr_gassamenstelling/document/992)



**TABELA 12** – Especificação do gás natural de baixo poder calorífico nos Países Baixos – atual composição vs. composição proposta

Propriedade	Composição futura (2021 ou posterior)	Composição atual
<b>Índice de Wobbe (bruto a 0°)</b>	43,46 – 45,3 MJ/m <sup>3</sup> O atual limite superior nas redes regionais de 44,41 MJ/m <sup>3</sup> será mantido por razões de segurança até que os equipamentos e=instalados pelos consumidores sejam adequados para os limites maiores	43,46 – 44,41 MJ/m <sup>3</sup>
<b>Quantidade de hidrocarbonetos superiores</b>	0-8,1% equivalente propano	< 5% equivalente propano
<b>Número de metano (de acordo com a Lista AVL 3,2)</b>	> 70 MN e > 71 MN se houver hidrogênio no gás	Não especificado
<b>Conteúdo de enxofre</b>	Valor de pico: < 30 mg/m <sup>3</sup> (antes da odorização) Média anual: < 12 mg/m <sup>3</sup> (depois da odorização)	< 45 mg/m <sup>3</sup> (antes da odorização) Média anual não especificada
<b>Pressão de entrega nas conexões de 25 mbar</b>	23,7-30 mbar	23,7-32 mbar
<b>Quantidade de H<sub>2</sub></b>	< 0,5% (molar)	Não especificado
<b>Quantidade de O<sub>2</sub></b>	< 0,5% (molar) RTL < 5ppm (molar) HTL	< 0,5% (molar)
<b>Quantidade de CO<sub>2</sub></b>	< 10,5% (molar)	Não especificado
<b>Densidade relativa comparada com o ar</b>	< 0,8	Não especificado
<b>Velocidade do número de metanos e índice de Wobbe</b>	Instantâneo	Não especificado

Fonte: Ministério de Assuntos Econômicos – Holanda (2012b).

O passo seguinte foi dado em 2016, quando o governo holandês publicou o *Netherlands Technical Agreement* (NTA) 8837, que alterou o Decreto sobre Equipamentos e *Commodities* na Holanda, no que diz respeito à mudança da composição do gás no país. Sob o novo regulamento, a partir de 1º de janeiro de 2017, todos os novos equipamentos a serem vendidos no país deveriam ser compatíveis com a queima de gás G+ e H-gas<sup>39</sup>.

A mudança do índice de Wobbe do G-gas para o maior limite do G+ ainda não resolve o problema derivado da crescente importação de H-gas e a necessidade de tratamento do gás. O Ministério de Assuntos Econômicos contratou a DNV GL para analisar as alternativas de como lidar com a limitada disponibilidade de G-gas a partir de 2030 (DNV GL 2016).

39 Para mais detalhes ver: [https://services.kiwa.co.uk/library/services-kiwa-co-uk/files/New\\_G\\_Dutch\\_Gas\\_legislation\\_v3.pdf](https://services.kiwa.co.uk/library/services-kiwa-co-uk/files/New_G_Dutch_Gas_legislation_v3.pdf)

O estudo considerou os custos econômicos de três opções: tratamento via inserção de nitrogênio, de maneira centralizada; tratamento via inserção de ar no nível da distribuição, de maneira descentralizada; e conversão de todos equipamentos para aceitar o *H-gas*.

O estudo recomendou que se continue o tratamento via inserção de nitrogênio, por ser a de melhor custo-benefício para o período analisado (2030-2050), já que é uma tecnologia estabelecida, ao contrário da tecnologia de inserção de ar. A opção de utilizar a inserção de ar teria um custo de investimento de €110 milhões entre o período de 2030 a 2050, o investimento para inserção de nitrogênio teria o custo de €111 milhões, enquanto a solução de conversão apresentou o custo estimado em €376 milhões. Em carta ao parlamento, em janeiro de 2017, o Ministro de Assuntos Econômicos sinalizou concordar com a conclusão do estudo do DNV GL, alegando que a conversão de todos os equipamentos para os de alto poder calorífico é caro e incoerente com a política energética perseguida atualmente de redução do consumo de gás natural no país (Ministério de Assuntos Econômicos – Holanda 2017).

Concluimos que o caso da Holanda sobre a mudança na especificação de gás natural é muito particular. Desde a década de 1970, o país já convive com duas especificações para o gás natural, o *G-gas* e o *H-gas*, com infraestrutura de mistura e injeção de nitrogênio estabelecidos. Um debate sobre mudança na especificação passa necessariamente pela adaptação de ambos tipos de consumidores, o que insere uma complexidade ímpar ao lidar com o debate sobre a mudança na regulação. Outra importante particularidade é o papel do governo na indústria de gás natural no país, com atuação forte tanto pelo Ministério como pela Gasunie, com a administração de toda infraestrutura de transporte e tratamento de gás centralizada.

O debate não se deu pela perspectiva de mudar ou não a especificação, isso se tornou uma necessidade inerente à condição da produção declinante do campo de Groningen, que posteriormente se fortaleceu devido aos constantes terremotos associados à exploração do campo. A especificação inevitavelmente deveria mudar, dado que o GNL e o gás recebido teriam especificações diversas, tanto para o *G-gas* como para o *H-gas*. A dificuldade se coloca em como e quando essa especificação deveria ser modificada.

A questão seria se os consumidores finais do *G-gas*, mudariam seus equipamentos para se adequar ao *H-gas* ou se iria se manter o investimento contínuo em tratamento e mistura de gás. No caso, não existe discussão sobre qual agente deveria ser responsável pela infraestrutura de tratamento de gás para adequação à especificação, dado que pela Lei do Gás holandesa, o Gasunie seria responsável por essa infraestrutura, inserindo tais custos na tarifa de transporte. Ao que tudo indica, o governo holandês pretende manter as centrais de tratamento do gás e buscar alternativas para que o país se torne menos dependente do gás natural importado.

**BOX 2 – Mudanças na Especificação do Gás na Holanda e Seus Impactos nos Custos**

Como no Reino Unido (ver Box 1), também na Holanda foram realizados estudos sobre os custos de adaptação a novas fontes de gás, visando comparar a opção de investimento no *upstream* (em plantas de tratamento ou mistura do gás antes de chegar a rede/consumidor final) com a opção de investimento no *downstream* (pela adaptação/troca dos equipamentos no consumidor final). Em ambos países, a opção de investimento no *downstream* se mostrou muito mais custosa.

Na Holanda, o estudo foi contratado pelo Ministério de Assuntos Econômicos e realizado pela DNV GL, para avaliar as soluções para o problema de especificação. Foram estudadas duas soluções no *upstream* (mistura de nitrogênio ou inserção de ar) e uma solução *downstream* (de converter todos equipamentos para aceitar o H-gas). O objetivo do estudo era avaliar as opções de como fornecer gás aos consumidores de baixo poder calorífico (G-gas) para o período 2030-2050.

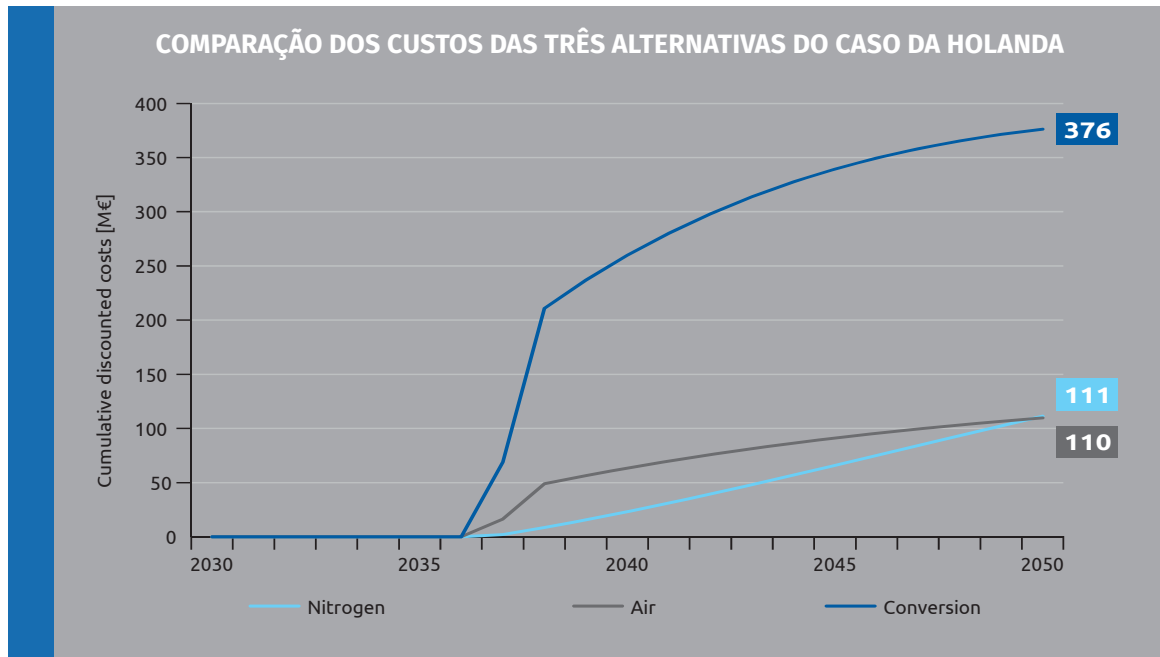
O estudo utiliza o cenário de demanda definido pelo governo holandês, que prevê que a demanda de gás irá se reduzir ao longo dos anos, devido a política de tornar o país menos dependente do gás natural. Ainda assim, o estudo prevê um déficit no balanço do G-gas a partir de 2035.

O custo da solução de *upstream* pela mistura de nitrogênio depende da quantidade de H-gas que precisará ser misturada com nitrogênio. Como a perspectiva é de demanda decrescente e o sistema de gás holandês já possui diversas centrais de mistura de nitrogênio, o estudo não prevê que seja necessária a construção de novas centrais e, portanto, não se consideram custos de capital. Os custos operacionais de se manter essa solução acumulam-se em €111 milhões até 2050.

A solução de misturar o gás com oxigênio precisaria ser feita por meio de novas instalações no nível de distribuição, pois o oxigênio só pode ser inserido em rede de baixa pressão. O estudo indica que cada instalação desse tipo custa aproximadamente €450.000. O custo acumulado estimado para 2050 para esta solução é de €110 milhões.

Para o cálculo do custo da solução no *downstream*, o estudo considera duas premissas. Primeiramente, o custo de instalar novos equipamentos apropriados para consumir H-gas não é considerado. O estudo parte do princípio que em 2030 a maior parte dos consumidores estará utilizando equipamentos que queimam tanto H-gas como L-gas, o que condiz com a regulação de 2016 que proíbe a venda de equipamentos que não sejam capazes de queimar os dois tipos de especificação de gás.

No entanto, para que esses equipamentos possam consumir H-gas, é necessário que se faça um pequeno ajuste por um profissional, que mudaria a configuração de L-gas para H-gas. Dessa maneira, o custo associado a esta solução está relacionado ao serviço de ajustar os equipamentos em todas as casas e indústrias do país, assegurando que estes estão aptos a consumir o H-gas. O estudo estimou que o custo da visita a um cliente residencial é em média de €250 e de €2.500 para um consumidor industrial. Em conclusão, essa solução tem um custo acumulado estimado para 2050 de €376 milhões. Mesmo utilizando um cenário, em que o custo de visita para o cliente residencial fosse de €100, o custo final em 2050 seria de €163 milhões, ainda mais elevado que as soluções *upstream*.



Fonte: DNV GL (2016).

### 3.3 LIÇÕES PARA O BRASIL

A crescente pluralidade de fontes, seja via produção doméstica ou importação, é o gatilho típico dos processos de ajuste das especificações nos estudos de caso selecionados. O objetivo é garantir a intercambialidade dos gases de diferentes origens, evitando que a variabilidade das especificações possa ter efeitos nocivos na eficiência e na segurança do uso de gás nas instalações dos consumidores finais. A tendência geral é de mitigar a variabilidade na qualidade do gás natural com regulações mais estritas, aumentando o número de parâmetros regulados, incidindo de forma direta ou indireta na proporção de hidrocarbonetos, inertes e outros.

Pelos estudos de caso realizados, podemos concluir que os processos de revisão da especificação são complexos e demorados, levando vários anos e exigindo estudos detalhados de impacto econômico, ambiental e de segurança. As diferentes categorias de participantes interessados (produtores, importadores, transportadores, diferentes segmentos consumidores) se organizam de diversas formas em cada caso para defender seus interesses. Um ponto em comum aos diferentes casos é a tendência dos consumidores a requerer limitações à variabilidade, visando à manutenção da segurança e à eficiência dos equipamentos existentes, enquanto os produtores/importadores procuram flexibilidade, visando ao acesso a fontes mais diversificadas de suprimento de gás.

O Índice de Wobbe é largamente utilizado nas especificações de gás natural ao redor do mundo, tendo em vista a condição de gás extremamente rico em metano, e o debate gira em torno da limitação do seu intervalo de valores. Dada a fragilidade de utilizá-lo isoladamente<sup>40</sup>, o parâmetro é comumente empregado em conjunto com o estabelecimento de composição por componentes. Ademais, os parâmetros de poder calorífico superior e ponto de orvalho estão quase sempre presentes. Não há menções significativas aos Índices de Weaver, que foram criados nos anos 50 nos Estados Unidos para estudar a intercambialidade dos gases manufaturados ou gases de cidade, obtidos na época a partir de gás de síntese, no qual o conteúdo do hidrogênio precisava ser bem controlado. Hoje os Índices de Weaver são pouco utilizados porque no gás natural geralmente não há presença de hidrogênio.<sup>41</sup>

Uma diferença importante entre os países apresentados, incluindo o caso brasileiro, é como a regulação da especificação do gás natural é realizada. Existem diferenças tanto com relação as instituições que definem e regulam, como na forma com que esta é realizada. Diferentes instituições são responsáveis pela regulação e não necessariamente estão relacionadas ao mercado de energia, como no caso do Reino Unido onde essa questão fica a cargo da *Health and Safety Executive*.

Nos casos analisados, mesmo em condições regulatórias distintas, o debate sempre contou com a participação ativa dos diferentes *players* e com uma análise independente sobre os potenciais impactos da mudança nas especificações por meio dos estudos contratados.

Essas mudanças geraram longos debates e as soluções podem levar muitos anos para serem implementadas. No caso do Reino Unido, o debate se iniciou no início dos anos 2000 e, mesmo com a solução dada em 2005 definindo a manutenção da regulação e especificação existente, o debate e os estudos sobre a mudança de especificação se mantêm até os dias de hoje.

Na União Europeia o debate se iniciou em 2002 e ainda está com diversas questões em aberto. Na Holanda, o debate se iniciou mais tardiamente, em 2010, e, por mais que algumas soluções aos complexos problemas tenham sido dadas ao longo destes anos, a implementação de algumas das soluções (como, por exemplo, com relação à manutenção das centrais de mistura existentes e à manutenção das duas redes separadas) ainda estão em aberto.

A regulação nos Estados Unidos, no entanto, apresenta um ritmo diferente, devido a característica mais descentralizada da organização do setor neste país, com especificações próprias

40 A fragilidade de se utilizar apenas o índice de Wobbe como parâmetro de qualidade do gás natural reside no fato de o índice não garantir uma relação entre os componentes do gás. Fixar apenas o índice de Wobbe permite uma enorme gama de composições de gás natural ofertado ao mercado.

41 Talvez os Índices de Weaver ainda tenham alguma relevância em países europeus que autorizam a adição de hidrogênio ao gás natural para adequar o seu poder calorífico (Holanda, por exemplo), mas não são relevantes em países como o Brasil, com gás natural sem hidrogênio.



para cada gasoduto e anuência da FERC após debate com agentes. Existe mais flexibilidade com relação às soluções, permitindo, por exemplo, o recebimento de gás no sistema fora da especificação (*waiver*), desde que o operador do gasoduto consiga garantir que o gás nos pontos de saída esteja dentro da especificação. Outro ponto é que a FERC exige das transportadoras que respeitem os *guidelines* básicos de especificação, conforme política da FERC (2006) e do *White Paper* da NGC+, no qual se inclui o Índice de Wobbe e, quando apropriado para o caso, parâmetros sobre demais hidrocarbonetos se mantêm inertes. A FERC não exige que sejam inseridos parâmetros de etano, exceto em casos em que este se torna proeminente na rede e é necessário limitar sua presença. Em conclusão, o caso específico dos Estados Unidos e sua solução descentralizada fazem sentido dada a extensão, maturidade e diversidade dentro do mercado de gás do país, mas são de difícil comparação ou adaptação para outros países e, em particular, para o caso brasileiro.

Nos países analisados, a adaptação das diferentes fontes de gás natural **a montante** aparece como mais viável (por exemplo, mediante ajuste da proporção de hidrocarbonetos ou inserção de inertes, seja na produção doméstica ou na importação) do que a adaptação **a jusante** (conversão de equipamentos industriais e domésticos), seja em custo, seja em facilidade de implementação.

No entanto, mesmo adotando as soluções a montante, se mantém o debate sobre especificação do gás nos casos europeus. No Reino Unido, plantas de tratamento foram inseridas para solucionar a questão da qualidade do gás importado, mas o debate para

flexibilização do Índice de Wobbe se mantém e se intensifica diante das novas fontes alternativas (biogás, hidrogênio e *shale gas*).

Na Holanda, o debate se mantém, mas a solução deve ser mista, mantendo a separação de gás entre a rede *H-gas* e *G-gas* e com os equipamentos sendo adaptados às novas condições de fornecimento ao longo de um período de transição de dez anos.

Nos casos europeus analisados, o debate sobre mudança na especificação foi acompanhado de extensa pesquisa e avaliação dos equipamentos consumidores de gás. A questão toma uma proporção complexa devido à utilização massiva de gás natural pelo segmento residencial. Entre os casos analisados, a solução por meio de troca de equipamento está sendo aplicada apenas na Holanda de maneira gradual e planejada.

Pelo lado dos consumidores industriais, o impacto na performance dos equipamentos de geração termelétrica depende do parque de turbinas, sendo que as mais modernas estão preparadas para se adaptar a diferentes composições de gás natural, mas as antigas não. Dessa maneira, deve ser feita uma avaliação completa do parque e, portanto, estudos piloto não são suficientes.

Ao avaliar as questões econômicas do mercado de gás, a implementação de soluções a montante, no qual se inserem plantas de tratamento de gás ao sistema e não se modifica a especificação, pode gerar um aumento do custo da molécula. A crescente pluralidade de fontes, porém, poderia ainda criar uma concorrência *gas-to-gas*. No caso do Brasil, já existe uma capacidade importante de separação do etano (e dos outros LGNs). Inclusive a nova UPGN do Comperj, que deve entrar em operação em 2021 para processar o gás do Pré-sal, também terá capacidade para separar o etano. Nesse contexto, como discutido na Seção 4, não deveria haver um aumento do custo de produção e processamento do gás, mas o problema poderia ser na comercialização do etano adicional separado.

No caso em que há ajustes a jusante, nos quais a especificação seria modificada (ampliada ou flexibilizada, por exemplo), o preço do gás não se elevaria, mas os investimentos para a troca de equipamento são muito expressivos e a solução se torna relativamente mais custosa em relação ao ajuste a montante, conforme os estudos apresentados. Isso pode gerar um incentivo aos consumidores a buscarem outras fontes ou soluções energéticas.

A dimensão do impacto nas emissões e no meio ambiente, em geral, depende do parque de equipamentos tanto industriais como domésticos. Nos casos estudados, o impacto no meio ambiente é considerado um fator relevante nos estudos sobre as mudanças de especificação do gás natural e este é avaliado nas pesquisas propostas pelos reguladores, por meio de instituições isentas de interesse. Esse é um ponto importante em todos os casos estudados e as avaliações sobre tais impactos devem ser realizadas por uma instituição neutra, previamente ao debate sobre as possíveis soluções para a questão de qualidade do gás.





# 4 POTENCIAL ECONÔMICO RELACIONADO À SEPARAÇÃO DO ETANO, PROPANO E BUTANO DO GÁS NATURAL NO BRASIL

As UPGNs (Unidades de Processamento de Gás Natural) separam os líquidos do gás natural (etano, propano, butanos e gasolina natural)<sup>42</sup>, além de eventuais impurezas e gases inertes, de tal modo que o gás processado obedeça à especificação brasileira para o gás natural a ser transportado e consumido.

O teor dos líquidos remanescente no gás processado depende da tecnologia utilizada na construção da UPGN. Existem três tipos de tecnologias usuais para a separação dos componentes do gás natural: UPGNs via Turbo-Expansão, UPGNs via Absorção Refrigerada e via efeito Joule-Thomson. Como pode ser observado na Tabela 13, os rendimentos de separação dos líquidos variam muito de acordo com a tecnologia escolhida para o processamento, em particular para o caso do etano.

**TABELA 13** – Rendimento do processamento das UPGNs função da tecnologia adotada<sup>43</sup>

Corrente	Turbo Expansão		Absorção Refrigerada		Joule-Thomson	
	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
C2	94%	90%	50%	45%	0%	0%
C3	96%	94%	95%	90%	75%	70%
C4	98%	97%	98%	95%	98%	95%
C5+	>99%	>99%	>99%	>99%	>99%	>99%

Fonte: Elaboração própria.

<sup>42</sup> Quimicamente, as frações C2, C3, C4 e C5+.

<sup>43</sup> As UPGNs de turbo-expansão e absorção refrigerada podem operar normalmente sem separar etano, apenas dependendo das condições de operação.

Dependendo da quantidade de etano que se deve retirar para atingir a especificação, é necessário investir em UPGNs com turbo-expansão. Estas UPGNs apresentam um custo de investimento mais elevado (aproximadamente 20%), que pode ser compensado pelo maior rendimento e pelo menor custo operacional [EPE (2018a) e EPE (2018b)].

## 4.1 SEPARAÇÃO DO PROPANO E DO BUTANO

O propano e o butano são os componentes do gás liquefeito de petróleo (GLP) usado nos botijões para uso nos setores doméstico, comercial e industrial. O GLP é um combustível importante no Brasil, onde o consumo anual é da ordem de 8 milhões de toneladas por ano (t/a), com produção comercializada de 7 milhões de t/a e importações de 1 milhão de t/a, em 2018).

Todas as UPGNs brasileiras (de propriedade da Petrobras) já extraem o máximo tecnicamente possível de propano e butano, devido ao seu elevado valor comercial e à demanda do mercado. A separação dessas frações também evita a condensação nos gasodutos, que pode dificultar o transporte. Por essas razões, os teores remanescentes de propano e butano no gás canalizado são consistentemente inferiores ao máximo permitido pela especificação.

Uma parte do propano separado na UPGN de Cabiúnas<sup>44</sup> (~400 kta) é utilizado como matéria-prima do Cracker da UNIB 4 (Braskem – RJ), em complementação da carga de etano, para a produção de eteno. É o único uso expressivo de frações de GLP para uso não combustível.<sup>45</sup>

A separação da gasolina natural nas UPGNs é praticamente completa. O Brasil não utiliza diretamente a gasolina natural, nem como combustível, nem como matéria-prima petroquímica. Mas esta fração é misturada ao petróleo e enviada para as refinarias.

Mesmo que futuramente o Brasil venha a se tornar um exportador de GLP (em vez de importador, como atualmente), a separação do propano e do butano deve permanecer sempre uma operação comercialmente atrativa, porque o preço do GLP sempre foi consistentemente acima do preço do gás natural e não há expectativas que isso venha a mudar.

<sup>44</sup> A corrente  $C_2^+$  é separada em Cabiúnas e enviada liquefeita para a REDUC. Aqui, uma UFL separa os componentes e entrega etano e parte do propano para a UNIB 4, e destina dentro da refinaria a outra parte do  $C_3$ , o  $C_4$  e o  $C_5^+$ .

<sup>45</sup> Um pequeno volume de propano, de i-butano e n-butano são purificados e desodorizados para serem comercializados como propelentes de aerossóis.

Portanto, uma possível modificação da norma de qualidade do gás natural, com supressão dos limites de conteúdo de propano e butano, não irá alterar, na prática, os teores destas duas frações no gás natural processado.

## 4.2 SEPARAÇÃO DO ETANO

A separação do etano de forma econômica requer que as unidades de processamento tenham a tecnologia de turbo-expansão, única que permite um rendimento alto (da ordem de 95 a 98% em volume) na separação da fração  $C_2$  contida no gás natural. Também é necessário que o volume de etano que possa ser separado em cada localidade seja em quantidades suficientes para ser comercializado. É importante ressaltar que o etano precisa ser comercializado e utilizado perto do local da sua separação, porque sendo um gás, seu transporte precisa ser feito por gasoduto ou, para distâncias mais longas, precisa ser liquefeito e transportado por navio (ou caminhões) semelhantes aos de GNL,<sup>46</sup> opções logísticas ambas relativamente dispendiosas.

Existem várias UPGNs nacionais que possuem linhas de turbo-expansão, como se mostra na Tabela 14 e que, portanto, poderiam separar o etano. Mas apenas nas unidades de processamento de **Cabiúnas** e **Urucu** seria possível separar volumes de etano em quantidades suficientes para ser comercializado. A UPGN de **Urucu**, embora tecnicamente possa separar etano, não o fará em razão da sua localização. A UPGN de **Cacimbas** pode vir a ter porte no futuro com o crescimento da bacia do Espírito Santo (Parque dos Doces) e o desenvolvimento do Parque das Baleias (Bacia de Campos, já no Estado do ES). As UPGNs menores (Bahia-BA, Pilar-AL e Guamaré-RN) utilizaram essa tecnologia provavelmente para obter uma melhor eficiência na separação das frações  $C_3^+$ , mas não para separar etano, porque as quantidades potencialmente separadas não seriam comercialmente relevantes.

<sup>46</sup> O etano liquefaz a  $-89^\circ\text{C}$ , e é transportado a temperaturas inferiores a esta, à pressão atmosférica, em navios ou caminhões refrigerados. Os navios de transporte de etano são muito similares aos de transporte de GNL.

**TABELA 14** – UPGNs com tecnologia de turbo-expansão

UPGN Linhas Produtoras	Município	Estado	Início de Operação	Capacidade de Processamento (mil m³/d)	
				MME	Petrobras
<b>Cabiúnas</b>	Macaé	RJ		13.860	16.200
URL Cabiúnas I			2002	4.500	5.400
URL Cabiúnas II			2004	4.500	5.400
URL Cabiúnas III			2010	4.860	5.400
<b>Cacimbas</b>	Linhares	ES		10.500	10.500
UPGN Cacimbas I			2009	3.500	3.500
UPGN Cacimbas II			2010	3.500	3.500
UPGN Cacimbas III			2010	3.500	3.500
<b>Itaboraí-Comperj (*)</b>	Maricá	RJ	2021*		21.000
UPGN Comperj					
<b>URGN-3 Bahia</b>	Pojuca	BA	2005	2.500	2.500
<b>UPGN Pilar</b>	Pilar	AL	2003	1.800	2.000
<b>UPGN Guamaré III</b>	Guamaré	RN	2006	1.500	1.500
<b>Urucu</b>	Coari	AM		11.500	11.500
UPGN Urucu II			2000	6.000	6.000
UPGN Urucu III			2004	3.000	3.000
UPGN Urucu IV			2014	2.500	2.500

Fontes: Petrobras, MME (Boletim do Gás Natural).

Em suma, a única UPGN com turbo-expansão que atualmente separa etano é a de Cabiúnas, que abastece a UNIB 4 da Braskem, localizada em Duque de Caxias (RJ). A maioria dos campos da Bacia de Campos envia o gás para Cabiúnas. Todos os campos do Pré-sal podem enviar gás para UPGN Cabiúnas via Rota 2. Parte dos campos da Bacia de Campos e os campos da Bacia do Espírito Santo enviam gás para UPGN Cacimbas.

A UPGN do Comperj ou UPGN de Itaboraí<sup>47</sup>, atualmente em construção para processar o gás natural do Pré-sal recebido pela Rota 3, terá (segundo as informações disponibilizadas pela Petrobras) uma capacidade de 21 MM m³/dia, com 3 linhas de turbo-expansão de 7 MM m³/d cada, com custo estimado de aproximadamente US\$ 700 milhões.

Parte da produção atual do Pré-sal (campos de Lula e Sapinhoá localizados na Bacia de Santos) é escoada pela Rota 1 que termina na UPGN de Monteiro Lobato (Caraguatatuba).

47 Esta UPGN também é muitas vezes referida como Maricá. Maricá é o Município de entrada na costa da Rota 3, mas a UPGN se localizará no COMPERJ, que é município de Itaboraí.

Essa UPGN foi construída em 2011 para processar o gás seco dos campos de gás não associados da Bacia de Santos (sistema de Mexilhão-Urugua). Por tratar de gás com pouco ou pouquíssimo conteúdo de líquidos, foi concebida inicialmente como uma Unidade de Ajuste de Ponto de Orvalho (UAPO), com três linhas e capacidade total de processamento de cerca de 20 MM m<sup>3</sup>/dia. Posteriormente, foi modificada para poder processar até 10 MM m<sup>3</sup>/do gás rico associado vindo pela Rota 1 (campos de Lula e Sapinhoá, principalmente). Portanto, Caraguatatuba não pode separar etano. Para separar etano, seria necessário fazer praticamente uma planta nova.

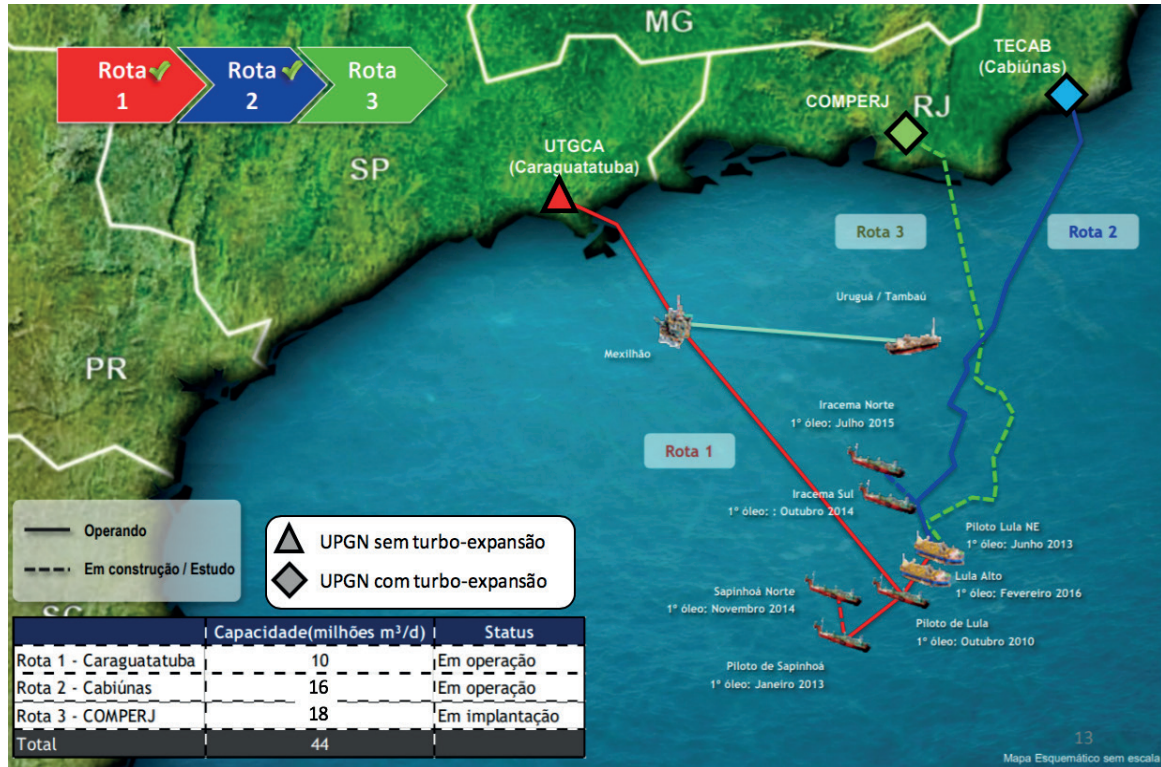
A Tabela 15 mostra os campos do Pré-sal, que são os de maior potencial para o aumento da oferta de etano (e outros líquidos), uma estimativa do percentual de etano que estaria contida no gás seco entregue ao gasoduto de transporte após processamento, **caso na UPGN não seja separado o etano**. No caso dos campos que hoje reinjetam a totalidade da produção de gás (Búzios, Mero, Sépia e Atapu), a tabela mostra valores puramente teóricos, estimados com base na composição do gás usado na plataforma, considerando que o excesso de CO<sub>2</sub> seria retirado na plataforma.

**TABELA 15** – Composição média teórica do gás seco de alguns campos do Pré-sal após o processamento numa UPGN sem separação de etano

Campo	Produtos da UPGN			Composição do Gás Seco (sem separação de Etano)				
	Gás Seco Separado	GLP Separado	Gasolina Separada	Metano	Etano	GLP	C5+	Inertes (*)
ATAPU	87,5%	10,1%	2,4%	82,2%	12,8%	0,2%	0,1%	4,7%
BÚZIOS	83,8%	11,4%	4,8%	81,7%	13,0%	0,3%	0,1%	4,9%
LULA	88,8%	10,0%	1,2%	82,2%	12,9%	0,2%	0,0%	4,6%
LAPA	88,2%	10,5%	1,3%	85,3%	9,8%	0,2%	0,0%	4,6%
MERO	83,1%	13,3%	3,5%	80,5%	14,2%	0,3%	0,1%	4,9%
SAPINHOÁ	86,6%	12,5%	0,8%	81,7%	13,3%	0,3%	0,0%	4,6%
SÉPIA	86,3%	10,5%	3,2%	81,9%	13,0%	0,3%	0,1%	4,7%
TARTARUGA VERDE	75,2%	17,9%	6,9%	74,9%	19,3%	0,5%	0,0%	5,1%

(\*) Inertes incluem CO<sub>2</sub>, nitrogênio e oxigênio (oxigênio, raramente e em percentuais muito reduzidos).

Fonte: Elaboração própria com dados ANP.

**FIGURA 2** – Rotas de escoamento do gás do Pré-sal e UPGNs

Mapa esquemático sem escala.

Fonte: Elaboração própria a partir de Petrobras, 2016.

De fato, a maioria do gás do Pré-sal produzido até 2025 será escoado pela Rotas 2 e 3<sup>48</sup> e será processado nas UPGN de Cabiúnas e de Itaboraí. O gás do Pré-sal escoado pela Rota 1 (até 10 MMm<sup>3</sup>/d de gás rico) é misturado com o gás pobre dos campos de Mexilhão e Uruguá, e, portanto, o teor de etano não deve superar a o limite volumétrico atual de 12%.

Pelo exposto acima, pode-se concluir que a separação do etano que excede os 12% não requer custos de investimentos adicionais relevantes. O Brasil já conta com um parque expressivo de UPGNs com tecnologia de turbo-expansão. O custo adicional de se investir em UPGNs com turbo-expansão para atender a produção futura do Pré-sal não representa um desafio importante para a indústria do petróleo, como demonstra a escolha tecnológica da UPGN em construção em Itaboraí para receber o gás da Rota 3.

Como veremos adiante, o desafio para os produtores de gás localiza-se na monetização do etano. Ou seja, o aproveitamento comercial do etano na indústria química requer

<sup>48</sup> A Rota 1 pode escoar 10 MMm<sup>3</sup>/d, enquanto as Rotas 2 e 3 tem capacidades de 16 MMm<sup>3</sup>/d e 18 MMm<sup>3</sup>/d, respectivamente. A partir de 2025, será necessário colocar em operação uma Rota 4 e posteriormente uma Rota 5, para evitar que o escoamento de gás limite a produção do petróleo. As projeções de produção de gás que embasam essas estimativas estão detalhadas no Anexo 2.

agregação de volumes elevados para atingir a escala mínima de projetos petroquímicos. Adicionalmente, existem desafios comerciais associadas à precificação do etano.

## 4.3 DISPONIBILIDADE DE ETANO PARA O MERCADO BRASILEIRO

Ao analisar a disponibilidade de etano no mercado brasileiro, três níveis de informação são relevantes:

- O que efetivamente foi separado e comercializado (histórico);
- Capacidade não aproveitada de separação de etano;
- Projeção do potencial de separação de etano.

### 4.3.1 HISTÓRICO DA OFERTA DE ETANO

A Tabela 16 mostra o volume de líquidos de gás natural separados nas UPGNs brasileiras. O etano é separado do gás processado em Cabiúnas, e a corrente  $C_2^+$  (que compreende etano, propano, butanos e gasolina natural) é enviada sob a forma líquida para a REDUC, na qual é fracionada em uma UFL (Unidade de Fracionamento de Líquidos). O etano (gasoso) e uma parte do propano (liquefeito) são enviados por duto para a vizinha UNIB 4 da Braskem e as frações restantes são destinadas dentro da refinaria (o butano e a parte remanescente do propano são incluídos no “pool” de GLP e a fração  $C_5^+$  no “pool” de gasolina). As densidades utilizadas para converter os dados de  $m^3/a$  para  $t/a$  são as indicadas na Tabela 17.

**TABELA 16** – Líquidos de Gás Natural Separados nas UPGNs

Fração	Unidades	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Etano	millt/a	198	319	304	278	257	336	381	334	315	284	269	376	490
Propano		145	345	335	311	284	350	166	373	398	321	338	477	306
GLP		1.570	1.837	1.831	1.705	1.549	1.401	1.308	1.282	1.412	1.439	1.459	1.473	1.807
C5+		481	1.277	1.282	514	513	656	605	796	739	875	904	950	1.018

Fonte: Etano: Elaboração própria até 2009, Anuário ANP de 2010 a 2017.  
Outros Líquidos: Anuário ANP, com valores estimados (corrigidos) para 2009.

**TABELA 17** – Densidades das frações do gás natural

Frações	Densidade (kg/m <sup>3</sup> )
GLP (líquido)	552
Propano (líquido)	510
C <sub>5</sub> + (líquido)	710
Etano (gás)	1,251

Fonte: GLP: Anuário ANP, outros: “Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering”.

A UNIB 4 foi projetada para operar apenas com cargas leves, variando entre os limites de 50/50 de etano/propano até 100% de etano. O contrato de suprimento firmado entre a Petrobras e a Braskem previa o fornecimento de volumes similares de etano e de propano para a produção de 500 kta de polietilenos.

O fornecimento de propano era previsto para completar a necessidade de matéria-prima para o cracker por não haver, à época, suficiente gás natural produzido na Bacia de Campos para separar um volume de etano que permitisse operar o cracker com 100% de etano<sup>49</sup>. Podem ser percebidos pela tabela 16, em 2016 e 2017, os volumes fornecidos dentro da previsão contratual.

A Braskem é atualmente o único cliente de etano como matéria-prima no Brasil, adquirindo entre 300 e 400 mil t/a produção nacional em Cabiúnas da Petrobras, que é o único vendedor por enquanto. O fato de existir um monopólio na compra do etano representa um importante desafio comercial para investimentos pelos produtores na separação adicional de etano. Vale ressaltar que o contrato atual de fornecimento de etano pela Petrobras à Braskem precifica o produto com referência ao preço do etano nos EUA (preço *spot* em Mont Belvieu).

O preço do etano em Mont Belvieu ficou muito deprimido entre 2013 e 2017, em função do excesso de produção de etano com aumento da produção do gás não convencional nos EUA. Nesse período, o preço do etano caiu e se alinhou ao preço do gás natural, situando-se entre 3 e 4 US\$ por MMBtu nos EUA. No mesmo período, o preço do gás natural no Brasil vendido às distribuidoras situou-se entre 6 e 10 US\$ por MMBtu. Ressalta-se que a partir de 2018 os preços do etano em Mont Belvieu começaram a se recuperar e passaram a se situar num patamar superior ao gás natural no Henry Hub<sup>50</sup>. Assim, a competitividade do etano em relação ao gás natural melhorou nos últimos meses, o que representa uma redução das barreiras comerciais à separação do etano.

### 4.3.2 PROJEÇÃO DA OFERTA DE ETANO

A UPGN de Cabiúnas, suprida pelo gás da Bacia de Campos e do Pré-sal pela Rota 2 (que iniciou sua operação em 2016), não separa todo o etano que seria possível separar considerando suas três linhas de turbo-expansão (16,2 MM m<sup>3</sup>/d), ou seja, existe uma capacidade de separação não aproveitada.

<sup>49</sup> Seriam necessários cerca 610.000 t/a de etano.

<sup>50</sup> Como pode ser observado no EIA (2019), até o início de 2018, o etano estava precificado em Mont Belvieu no mesmo patamar do gás natural no Henry Hub (aproximadamente US\$ 3 por MMBtu). A partir de março de 2018, o preço do etano passou a ser pressionado por uma demanda interna mais acelerada com a inauguração de novos crackers e pela exportação de etano americano para outros países. O preço subiu rapidamente e após um pico em agosto/setembro em US\$ 7-8 por MMBtu, estão agora num patamar entre US\$ 4-5 por MMBtu, enquanto o gás natural permaneceu no patamar de US\$ 3 por MMBtu.



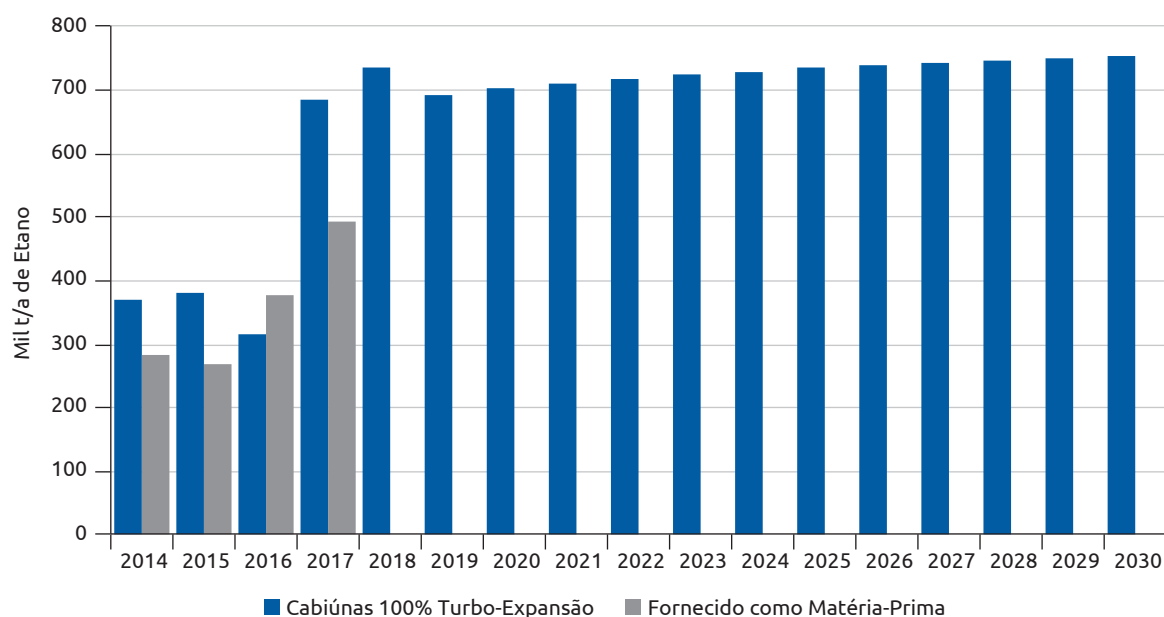
Vale a pena também registrar e quantificar o desperdício de matéria-prima que representou a construção da UPGN Monteiro Lobato (Caraguatatuba) sem tecnologia de turbo-expansão, para aproveitamento do etano associado ao gás dos campos do Pré-sal (Lula e Sapinhoá) escoado por meio da Rota 1.

O Gráfico 8 mostra a disponibilidade possível de etano na UPGN de Cabiúnas, se as três linhas de turbo-expansão fossem aproveitadas na sua capacidade total (16,2 MMm<sup>3</sup>/d) e o volume de etano que foi disponibilizado para o cracker UNIB 4 da Braskem (RJ).

O aumento brusco da oferta de etano em 2017 deve-se à entrada em operação da Rota 2, que leva para Cabiúnas gás do Pré-sal com teor de etano bem superior ao da Bacia de Campos.<sup>51</sup>

O Gráfico 9 mostra a capacidade potencial de separação de etano, considerando, além de Cabiúnas, as UPGNs que irão processar o gás recebido pela Rota 3 (UPGN do Comperj, em construção), e pela futura Rota 4 (UPGN em projeto). A premissa é que a UPGN da Rota 4 também seja com tecnologia de turbo-expansão e com capacidade de processamento de 15 MMm<sup>3</sup>/d)<sup>52</sup>. A premissa é que todo esse gás é essencialmente oriundo do Pré-sal com teor de etano superior a 11% em volume.

**GRÁFICO 8** – UPGN de Cabiúnas: histórico de separação de etano vs. capacidade potencial de separação de etano

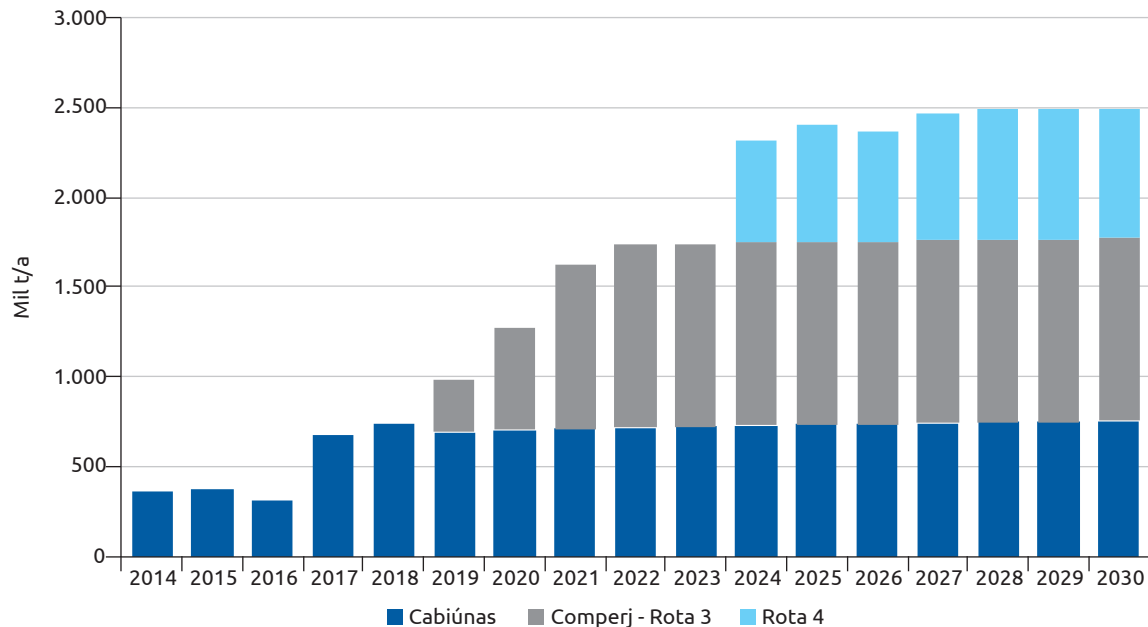


Fonte: Elaboração própria.

<sup>51</sup> O gás do Pré-sal contém mais de 11% em volume de etano, enquanto o gás da Bacia de Campos contém, em média, 7,3%.

<sup>52</sup> COSAN (2015).

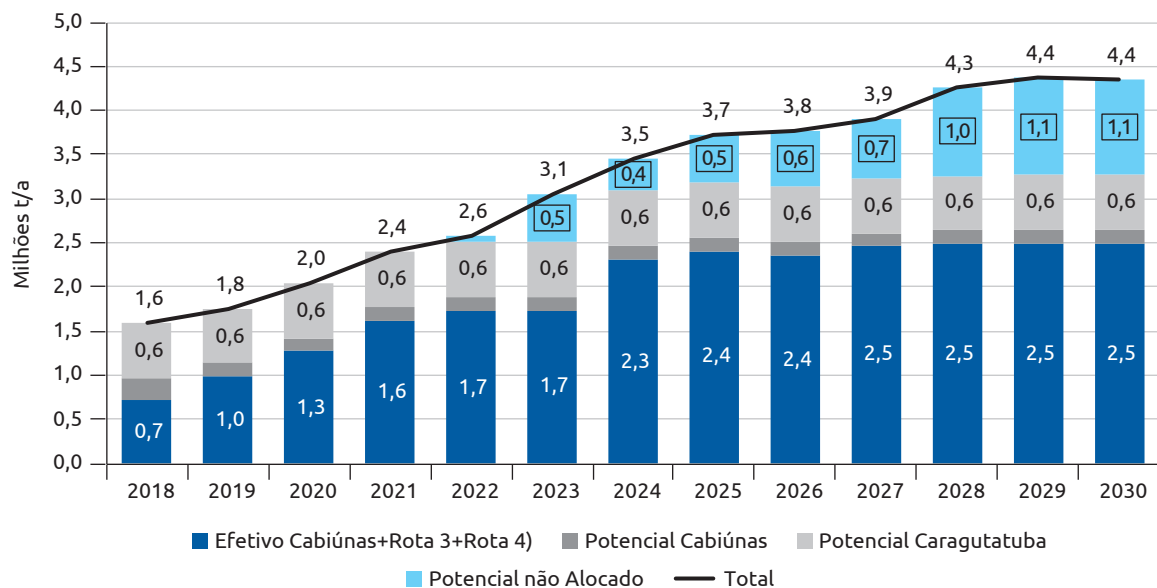
**GRÁFICO 9** – Capacidade potencial de separação de etano para o gás do Pré-sal (Cabiúnas + Itaboraí + UPGN Rota 4)



Fonte: Elaboração própria.

Se a UPGN de Monteiro Lobato (Caraguatatuba) e a ampliação da UPGN de Cabiúnas para atender a Rota 2 tivessem sido construídas com tecnologia de turbo-expansão, e considerando ainda o volume de gás natural não alocado (ainda sem uma rota e UPGN definidas), a oferta de etano poderia chegar a cerca de 4,4 milhões t/a no horizonte de 2030, como mostra o Gráfico 10.

**GRÁFICO 10** – Potencialidade de oferta de etano na Região Sudeste



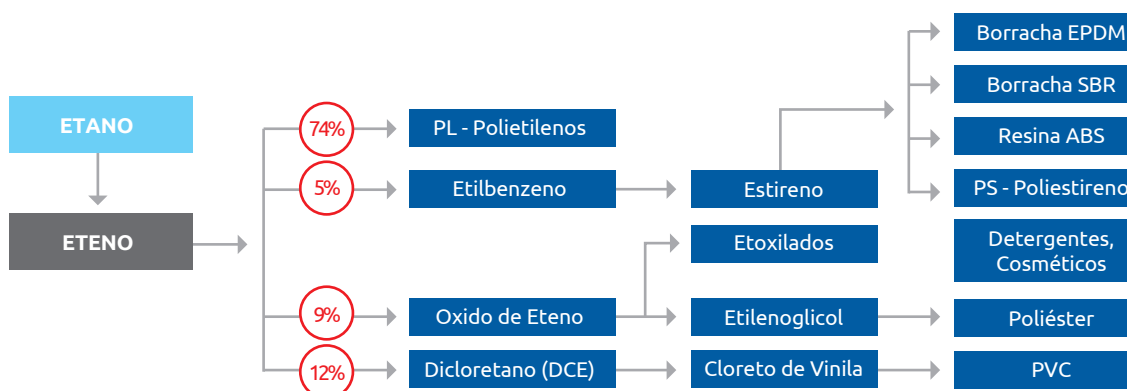
Fonte: Elaboração própria.

É importante destacar que a separação do etano do gás natural para aproveitamento como matéria-prima petroquímica é estratégica para o País gerar riqueza e investimento.

### 4.3.3 MERCADOS POTENCIAIS PARA O ETANO NO BRASIL

O etano é matéria-prima para fabricação do eteno, que é o mais importante *building block* da indústria química. A cadeia produtiva dos principais derivados do eteno é apresentada na Figura 3.

**FIGURA 3** – Cadeia Produtiva do Eteno

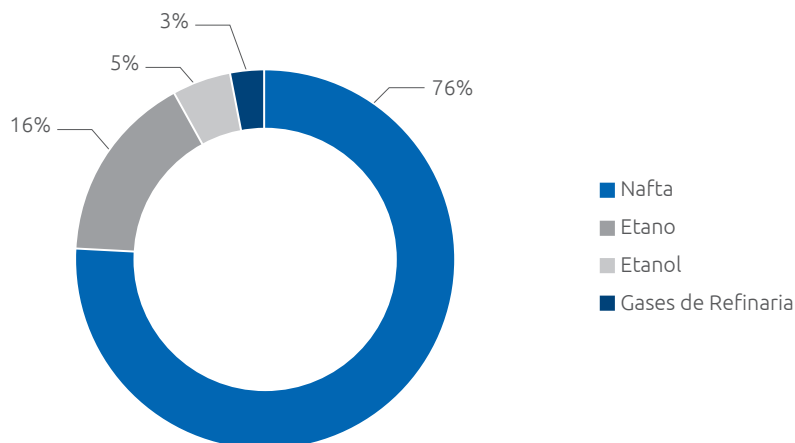


Fonte: Elaboração própria.

A nafta e o etano são as principais matérias-primas para produzir eteno. A escolha de uma ou outra matéria-prima depende da disponibilidade (preço) e do mercado de derivados: a partir de etano só se produz eteno, enquanto a partir de nafta se produzem outros buildings blocks como propeno, butadieno e aromáticos. Atualmente, o etano é a matéria-prima mais competitiva para produção do eteno, devido ao estímulo da disponibilidade nos Estados Unidos a partir da produção do gás não convencional.

O parque petroquímico brasileiro se desenvolveu a partir da nafta, em função do baixo desenvolvimento da indústria de gás natural nacional à época, que não viabilizava uma oferta adequada de etano. A capacidade brasileira de produção de eteno alcança hoje 3,9 milhões de t/a<sup>53</sup>, das quais cerca de 76% a partir de nafta e 16% a partir de etano e propano, como mostrado no Gráfico 11.

53 Braskem (2018).

**GRÁFICO 11** – Brasil – Matérias-Primas para produção de eteno

Fonte: Elaboração própria.

No Brasil, a Braskem utiliza etano separado pela Petrobras na UPGN de Cabiúnas para produzir eteno no cracker do Rio de Janeiro (UNIB 4) e etano importado para produzir eteno em Camaçari (UNIB 1)<sup>54</sup>. A Braskem é o único cliente de etano no Brasil, adquirindo entre 300 e 400 mil t/a da Petrobras (Cabiúnas) e importando por Camaçari (dos Estados Unidos) cerca de 130 mil t/a.

O país é deficitário em etano. Portanto, com os ativos existentes no país, já há demanda para volumes adicionais do produto que sejam separados do gás natural.

Uma tonelada de etano produz cerca de 0,8 toneladas de eteno, ou seja, existe um potencial de oferta de eteno da ordem de 2 milhões de t no horizonte de 2030 (para um potencial de oferta de etano de 2,5 milhões t/a, como mostrado no Gráfico 10), dos quais já hoje são consumidos cerca de 0,5 milhões de toneladas (Braskem, nas UNIB 1 e 4)<sup>55</sup>.

O consumo aparente no Brasil dos principais derivados de eteno é dado na Tabela 18.

**TABELA 18** – Consumo aparente de derivados de eteno e demanda de eteno

Produtos	Produção	Importação	Exportação	CAN	Demanda de Eteno (t/a)		
					Coefficiente	Produção	Importação
Poliétilenos	2.747.906	805.613	670.609	2.882.910	0,94	2.583.032	757.276
Estireno	478.786	147.328	4.313	621.800	0,32	153.211	47.145
PVC	853.201	321.394	137.310	1.037.285	0,53	452.538	170.467
Oxido Eteno (*)	374.000	0	0	374.000	0,80	299.200	0
Total						3.487.981	974.888

Fonte: Braskem, Valuation Book 2018, Abiquim, Aliceweb.

54 O eteno produzido na UNIB 1 a partir de etano representa apenas 8% da capacidade nominal do Cracker: os restantes 92% são produzidos a partir de nafta.

55 A UNIB 4 da Braskem utiliza também propano de Cabiúnas para completar a carga do seu cracker, porque o contrato atual com a Petrobras limita a entrega de etano a cerca de 400 mil t/a

A produção atual de derivados do etano (para vendas internas e exportação) demanda 3,5 MM t/a de eteno e a importação contém, embutida, uma demanda de eteno de 0,97 MM t/a. Portanto, a demanda potencial de eteno hoje é de 4,5 MM t/a. Os principais derivados de eteno têm os seguintes produtores e a capacidade de produção no Brasil (Tabela 19):

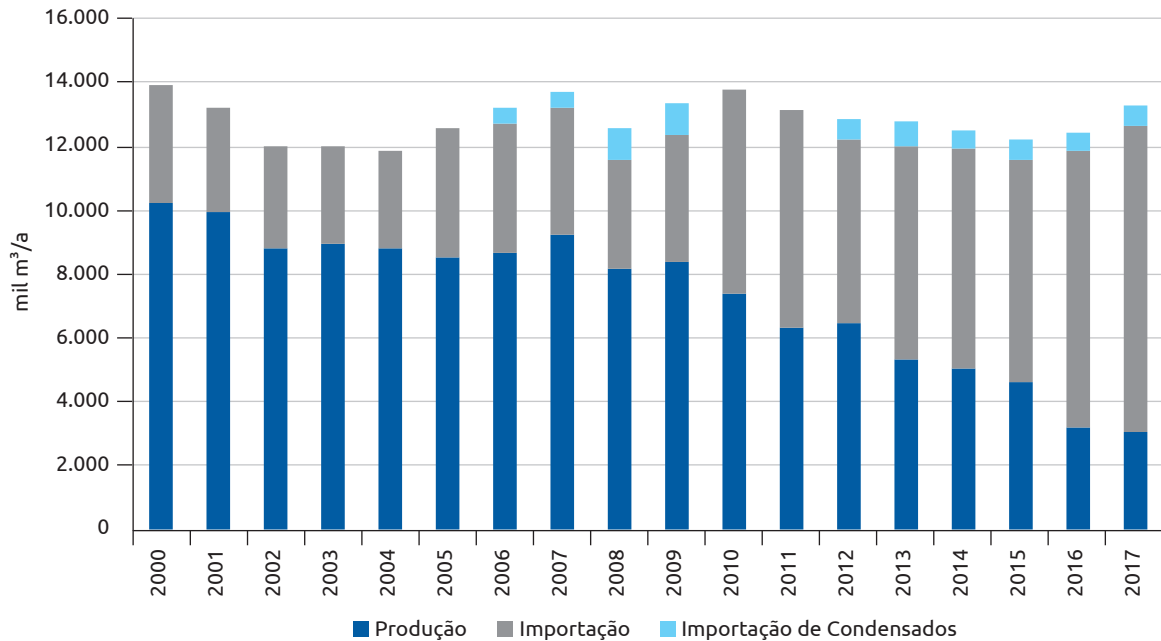
**TABELA 19** – Capacidade de produção de derivados de eteno no Brasil

Produtos	Camaçari (BA)	Alagoas (AL)	Canoas (RS)	São Paulo (SP)	Rio de Janeiro (RJ)	Total Brasil
	mi t/a					
<b>PE's</b>	<b>1.280</b>		<b>1.452</b>	<b>700</b>	<b>520</b>	<b>3.952</b>
Braskem	1.280		1.452	700	520	3.952
<b>Estireno</b>	<b>170</b>		<b>180</b>			<b>350</b>
Unigel	170					170
Innova			180			180
<b>PVC</b>	<b>250</b>	<b>460</b>		<b>240</b>		<b>950</b>
Braskem	250	460				710
Carbocloro				240		240
<b>Oxido Eteno</b>	<b>380</b>			<b>60</b>		<b>440</b>
Oxitenio	380			60		440

Fontes: Braskem, Abiquim, dados próprios do autor.

A expectativa do crescimento anual desses insumos varia entre 2,5 e 4,0% (com cenários de crescimento do PIB de 2 a 3%) e elasticidade estimada (em média) de 1,5.

Nessas condições, a demanda de eteno alcançaria perto de 5,9 MM t/a em 2030. Esse eteno pode ser produzido tanto via nafta quanto via etano. No entanto, o Brasil importa hoje cerca de 70% da nafta que consome, por limitação da estrutura de refino nacional (que desvia praticamente toda a nafta produzida para o *pool* de gasolina, para obter um combustível especificado, como pode ser percebido no Gráfico 12).

**GRÁFICO 12 –** Histórico da demanda de nafta petroquímica

Fonte: Elaboração própria, dados ANP.

Por outro lado, o eteno produzido a partir de etano é mais competitivo que o produzido via nafta, se o etano for comercializado a um preço justo e adequado, compatível com os preços do mercado internacional, com quem o Brasil compete (principalmente o preço do etano nos Estados Unidos).

Admitindo que o Pré-sal possa vir a ofertar gás natural suficiente para atender a demanda nacional, o seu preço poderia se tornar mais competitivos para todas as suas frações.

Um cracker com capacidade para produzir 1 milhão de t/a de eteno a partir de etano tem um investimento estimado em 1,8 US\$ bi. Já o CAPEX para uma planta polietilenos de 1 milhão t/a alcança US\$ 820 milhões.

Um cracker de cargas leves para produção de eteno tem um prazo de construção entre 42 e 48 meses e de uma planta de 2ª geração (polietilenos, óxido de eteno etc.) da ordem de 36 meses.

O etano disponível no horizonte de 2030 poderia ser absorvido em dois crackers, cada um com capacidade para 1 milhão t/a, podendo produzir eteno a ser utilizado para novas capacidades de qualquer um dos produtos mostrados na Figura 3, com possível preferência para polietilenos, PVC e óxido de eteno. Assim, a separação dos líquidos de gás natural, poderia incentivar investimentos importantes para a utilização do etano como matéria-prima no Brasil.







# CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este estudo buscou contribuir para o debate atual sobre mudanças nas especificações do gás natural no Brasil. A análise da composição atual do gás no Brasil deixou claro que o gás do Pré-sal apresenta uma composição com elevado nível de etano, propano, butano e gasolina natural. As empresas produtoras separam propano, butano e gasolina natural por razões técnicas e comerciais, já que estas frações podem ser comercializadas a um preço superior ao próprio gás natural. Entretanto, os produtores não têm incentivos para a separação do etano (mesmo quando já existe capacidade para separação do etano nas UPGNs), já que o etano é comercializado no Brasil a um preço inferior ao gás natural.

A análise da experiência internacional deixou claro que a discussão sobre especificação do gás é bastante comum no plano internacional. Este estudo avaliou detalhadamente a experiência dos Estados Unidos, da União Europeia, do Reino Unido e da Holanda e retirou as seguintes lições para o debate no Brasil:

- As posições dos players em relação a possíveis mudanças nas especificações dependem de cada caso, mas há, em geral, um ponto semelhante. Os produtores e/ou importadores (supridores), de um lado, querem especificações mais amplas para aumentar as opções de suprimento e reduzir os custos. Os consumidores e os transportadores/distribuidores, do outro, querem estabilidades nas especificações ou especificações menos amplas, para garantir a eficiência e a segurança das instalações e evitar investimentos na adaptação de equipamentos.
- Eventuais decisões sobre mudar ou manter as especificações são demoradas (podendo chegar em até dez anos). O problema técnico é muito complexo e os *trade-offs* econômicos são importantes. Qualquer decisão implica em reduzir os custos de uma parte dos *players* e aumentá-los para outros. Esta decisão para ser legítima requer estudos técnico-econômicos e de impacto ambiental aprofundados e independentes para demonstrar qual opção tem menos impactos e apresenta menor custo e menos complexidade na sua implementação.
- A mudança na composição do gás implica em custos de adaptação, seja a montante ou a jusante. Os diferentes estudos feitos pelos países analisados indicam que os custos de adaptação a montante (na produção/importação) tendem a ser menores, como demonstrado nos casos analisados dos Países Baixos e do Reino Unido.

A adaptação dos equipamentos, sejam industriais ou domésticos, pode requerer um custo elevado e um longo período de transição (no caso dos Países Baixos se definiu um período de transição de dez anos, cujo prazo termina em 2021).

A terceira parte do estudo mostrou que, no caso de uma manutenção da especificação atual, a separação do etano que excede os 12% não requer custos de investimentos adicionais relevantes. O custo adicional de se investir em UPGNs com turbo-expansão para atender a produção futura do Pré-sal não representa um desafio importante para a indústria do petróleo, como demonstrado pela escolha tecnológica da UPGN em construção no complexo do Comperj. O principal desafio para os produtores de gás é a monetização do etano no Brasil. O aproveitamento comercial do etano na indústria química requer agregação de volumes elevados para atingir a escala mínima de projetos petroquímicos. Adicionalmente, existem desafios comerciais associados à precificação do etano no Brasil.

Tendo em vista a composição da produção futura do gás no Brasil e a capacidade existente e esperada de separação de etano, a separação **potencial** de etano poderia subir dos atuais 700 mil t/a para 2,5 mil de t/a. Este potencial poderia chegar 4,4 milhões t/a no horizonte de 2030, se tivessem sido feitos investimentos em UPGNs com turbo-expansão para processar toda a produção potencial de gás na Região Sudeste (Pré-sal e Bacia de Campos). Atualmente o Brasil é importador líquido de etano e existe demanda para etano no país que justificaria investimentos para absorver um incremento da produção de etano. O etano disponível no horizonte de 2030 poderia ser absorvido em dois crackers cada um com capacidade para 1 milhão t/a, podendo produzir eteno a ser utilizado para novas capacidades de uma grande gama de produtos petroquímicos com preferência para polietilenos, PVC e óxido de eteno.

Com base no exposto acima, na análise da documentação atinente ao processo de revisão da especificação do gás natural no Brasil, bem como de apresentações e estudos preliminares apresentados pelos agentes, é possível concluir que não estão dadas as condições para a tomada de uma decisão final relativa à revisão da especificação do gás. A complexidade do tema implica na necessidade de estudos independentes e mais aprofundados sobre os impactos de uma eventual mudança da especificação do gás para os produtores e para os demais agentes da cadeia do gás.

Sem esse aprofundamento, parece oportuno manter a qualidade atual do produto entregue ao mercado. Considerando que necessariamente o que agora será proposto afetará produtores e consumidores de forma oposta, a recomendação deve estar solidamente embasada.

Assim, o estudo aponta algumas recomendações para autoridades energéticas no que tange à análise da mudança das especificações do gás natural no Brasil.

- Contratação pela ANP de estudo aprofundado e independente para avaliar impactos para os produtores se adequarem à especificação atual do gás natural, por meio de investimentos em UPGNs com turbo-expansão e separação do etano ou mediante centrais de mistura de gás natural, apontando impactos para a produção do gás no Pré-sal.
- Contratação pela ANP, em conjunto com o Inmetro, de estudo aprofundado e independente de análise dos impactos de uma flexibilização da atual especificação do gás para o rendimento e a segurança dos equipamentos de uso do gás natural, tanto para os segmentos industriais, incluindo a geração termelétrica, quando do consumo doméstico e comercial, bem como para a segurança da distribuição e dos gasodutos de transporte. O estudo tem que ser abrangente com amostras para realização de teste em laboratório de todos os tipos de equipamentos existentes no Brasil, não sendo suficiente a análise de casos pontuais.
- Realização pelo MME em conjunto com o Ministério da Economia de estudo visando à proposta de uma política de aproveitamento do etano como matéria-prima na petroquímica nacional.
- Realização de seminários e audiências públicas para apresentação e debate dos estudos acima apontados
- Com base nos estudos apontados acima, sugere-se a Elaboração de uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) pela ANP, apontando claramente os custos e os benefícios de eventuais propostas de mudanças da atual especificação do gás natural.



# REFERÊNCIAS

ABEGÁS. **Revisão da Resolução ANP 16**. APRESENTAÇÃO DE JUNHO DE 2018 A PRESIDÊNCIA DA EPE, 2018.

ABIQUIM *et al.* **Proposta de alteração da especificação técnica do gás natural, nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional (Resolução ANP nº 16/2008), novembro de 2018**. 2018a. Disponível em: [http://www.simpepe.org.br/upload/Nota%20T%C3%A9cnica%20sobre%20Especifica%C3%A7%C3%A3o%20de%20G%C3%A1s%20\(novembro%202018\)%20-%20Revisada.pdf](http://www.simpepe.org.br/upload/Nota%20T%C3%A9cnica%20sobre%20Especifica%C3%A7%C3%A3o%20de%20G%C3%A1s%20(novembro%202018)%20-%20Revisada.pdf). Acesso em: 18 fev. 2018

ABIQUIM *et al.* **Impactos da Proposta de Alteração da Resolução 16/2008-ANP sobre Especificações do Gás Natural**. APRESENTAÇÃO DE JUNHO DE 2018 A PRESIDÊNCIA DA EPE, 2018b.

ANP. **Resolução ANP nº 16, de 17 de junho de 2008**. 2008. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2008/junho&item=rانp-16--2008>. Acesso em: 18 fev. 2018.

ANP. **Revisão da Resolução ANP nº 16/2008 que estabelece a especificação do gás natural**. 2016. (Apresentação).

BP. **Guidebook to gas interchangeability and gas quality**. 2011. Disponível em: [http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field\\_file/Guidebook%20to%20Gas%20Interchangeability%20and%20Gas%20Quality%2C%20August%202011.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/Guidebook%20to%20Gas%20Interchangeability%20and%20Gas%20Quality%2C%20August%202011.pdf). Acesso em: 18 fev. 2018.

BP. **BP statistical review of world energy**. jun. 2018. Disponível em: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>. Acesso em: 23 fev. 2018.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Gás Natural Matéria-Prima. Relatório Final do Subcomitê SC6, Iniciativa Gás para Crescer**. Brasília: MME, 2017.

BRASKEM. **Valuation book: guia de modelagem**. 2018. Disponível em: [http://www.braskem-ri.com.br/Portal/RI/arquivos/resultado/153/Guia%20de%20Modelagem%202T18%20PORT\\_Valor.xlsx](http://www.braskem-ri.com.br/Portal/RI/arquivos/resultado/153/Guia%20de%20Modelagem%202T18%20PORT_Valor.xlsx). Acesso em: 18 fev. 2019.

CCST. **Biomethane in California common carrier pipelines:** assessing heating value and maximum siloxane specifications. 2018. Disponível em: <https://ccst.us/wp-content/uploads/2018biomethane.pdf>. Acesso em: 18 fev. 2019.

CEN. **Gas quality:** a need to develop a European standard for natural gas, TC 234 WG 11, 2014.

CENTER FOR ENERGY ECONOMICS. **Interstate Natural Gas:** quality specifications & interchangeability. 2004. Disponível em: [http://www.beg.utexas.edu/files/energyecon/global-gas-and-lng/CEE\\_Interstate\\_Natural\\_Gas\\_Quality\\_Specifications\\_and\\_Interchangeability.pdf](http://www.beg.utexas.edu/files/energyecon/global-gas-and-lng/CEE_Interstate_Natural_Gas_Quality_Specifications_and_Interchangeability.pdf). Acesso em: 23 nov. 2018.

CNI. **Reestruturação do setor de gás natural:** uma agenda regulatória. 2016. Disponível em: <http://www.portaldaindustria.com.br/publicacoes/2016/6/reestruturacao-do-setor-de-gas-natural/>. Acesso em: 18 fev. 2019.

COSAN. **Projeto rota 4, apresentação de agosto de 2015 a Comissão de Minas e Energia, Câmara dos Deputados.** 2015. Disponível em: <http://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cme/audiencias-publicas/2015/13-08-2015-rota4/MME%20Jose%20Carlos%20Broisler.pdf>. Acesso em: 18 fev. 2019.

DNV GL. **Alternatives for dealing with limited G-gas supply post 2030.** 2016. Disponível em: <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2016/05/Alternatives%20for%20dealing%20DEF.PDF>. Acesso em: 23 nov. 2018.

DTI. **Energy White Paper:** our energy future: creating a low carbon economy. 2003. Disponível em: [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/272061/5761.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/272061/5761.pdf). Acesso em: 16 nov. 2018.

DTI. **Future arrangements for Great Britain's as quality specifications.** 2005. Disponível em: <https://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20070628230000/http://www.dti.gov.uk/files/file15296.pdf>. Acesso em: 16 nov. 2018.

EASEE-GAS (2010). **Gas Quality Specification, Abril 2010.** Disponível em: <https://www.vemw.nl/~media/VEMW/Downloads/Public/Gas%20en%20WKK/EASEE%20Gas%20specs.ashx>. Acesso em: 16 dez. 2018

EIA. **Annual Energy Outlook:** 2002. 2002. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo02/supplement/index.html>. Acesso em: 26 nov. 2018.

EIA. **Natural gas weekly update,** ago. 2018. Disponível em: [https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archivenew\\_ngwu/2018/08\\_30/#itn-tabs-0](https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archivenew_ngwu/2018/08_30/#itn-tabs-0). Acesso em: 18 fev. 2019

EIA. **Natural gas weekly update**, fev. 2019. Disponível em: <https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/#itn-tabs-0>. Acesso em: 18 fev. 2019

EPE. **Compilação de correlações de custos de equipamentos**: instalações industriais de gás natural: UPGNs. 2018a. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Paginas/Compila%C3%A7%C3%A3o-de-Correla%C3%A7%C3%B5es-de-Custos-de-Equipamentos.aspx>. Acesso em: 18 fev. 2019.

EPE. **Compilação de Correlações de Custos de Equipamentos: Instalações Industriais de Gás Natural – UPGNs**. EVENTO LANÇAMENTO DE NOTAS TÉCNICAS, dez. 2018b.

EPE. **Plano Decenal de expansão de energia 2027**. 2018c. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202027\\_aprovado\\_OFICIAL.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202027_aprovado_OFICIAL.pdf). Acesso em: 18 fev. 2019.

ENTSOG. **Impact analysis of a reference to the EN16726:2015 in the network code on Interoperability and Data Exchange**. 2016. Disponível em: [https://entsog.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/INT%20Network%20Code/2016/INT1031\\_161122\\_EN16726\\_2015\\_impact\\_analysis\\_final\\_report.rev%202.pdf](https://entsog.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/INT%20Network%20Code/2016/INT1031_161122_EN16726_2015_impact_analysis_final_report.rev%202.pdf). Acesso em: 16 dez. 2018.

ERM. **Efeitos da Variação da Composição do gás natural e impactos sobre usuários**. [S.l.]: ABIQUIM, 2016.

ERM. **Especificação Técnica de Gás Natural no Brasil – ABIQUIM, novembro de 2017**.

EUROMOT. **EUROMOT Position**: requirements on the quality of natural gas. 2017. Disponível em: <https://www.euromot.eu/wp-content/uploads/2018/02/EUROMOT-Position-Natural-Gas-Quality-Requirements-2017-11-18-v2.pdf>. Acesso em: 16 dez. 2018.

FERC. **Pipeline tariff gas quality specs**: hydrocarbon content. 2004. Disponível em: <https://www.ferc.gov/eventcalendar/Files/20040219125532-hydrocarbon-content.pdf>. Acesso em: 23 nov. 2018.

FERC. **Policy Statement on provisions governing natural gas quality and interchangeability in interstate natural gas pipeline company tariffs**. 2006. Disponível em: <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/061506/G-1.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2018.

FERC. **Order accepting and suspending tariff sheets and establishing technical conference**, n. 129,

FERC 61,088, docket RP10-30-000. 30 oct. 2009. <https://www.ferc.gov/CalendarFiles/20091030131003-RP10-30-000.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2018.

FERC. **Order establishing hearing**, n. 130, FERC 61,190, docket RP10-30-000. 10 dez. 2010a. Disponível em: <https://ferc.gov/whats-new/comm-meet/2010/031810/g-3.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2018.

FERC. **Uncontested settlement**, n. 133, FERC 61,114, docket RP10-30-000, RP10-30-002. 01 nov. 2010b. Disponível em: <https://www.ferc.gov/CalendarFiles/20101101163359-RP10-30-000.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2018.

FERC. **Uncontested settlement on gas quality**, n. 158, FERC 61,123, docket RP17-256-000. 02 fev. 2017. Disponível em: <https://www.ferc.gov/CalendarFiles/20170202151223-RP17-256-000.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2018.

FERC. **Texas eastern transmission, LP**: Texas eastern database 1. Disponível em: <https://etariff.ferc.gov/TariffBrowser.aspx?tid=590>. Acesso em: 22 dez. 2018.

GASUNIE. **Financial results 2015**: fixed income analyst & investor conference call 17 march 2016. 2015. Disponível em: <https://www.gasunie.nl/en/investor-relations/financial-information/publications>. Acesso em: 23 nov. 2018.

GOLDMEER, Jeffrey, BARTLE, John e PEEVER, Scott (2015). Enabling ethane as a primary gas turbine fuel: an economic benefit from the growth of shale gas. Disponível em [https://www.researchgate.net/publication/286927157\\_Enabling\\_ethane\\_as\\_a\\_primary\\_gas\\_turbine\\_fuel\\_an\\_economic\\_benefit\\_from\\_the\\_growth\\_of\\_shale\\_gas](https://www.researchgate.net/publication/286927157_Enabling_ethane_as_a_primary_gas_turbine_fuel_an_economic_benefit_from_the_growth_of_shale_gas)

GIBBS, K. *et al.* LNG importer focus turns to US interchangeability rules. **LNG Journal**, nov./dez. 2007. Disponível em: <https://us.eversheds-sutherland.com/portalresource/lookup/poid/Z1tOl9NPluKPtDNIqLMRV56Pab6TfzcRXncKbDtRr9tObDdEua3Dp0!/fileUpload.name=/LNGJournalNovDec07.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2018.

HOLANDA. **Documento parlamentar 29023 83 "report on gas composition", de 28 de março de 2011**. 2011. Disponível em: <https://www.government.nl/binaries/government/documents/parliamentary-documents/2011/03/28/report-on-gas-composition/report-on-gas-composition-1.pdf>. Acesso em 23 nov. 2018.

HOLANDA. Ministério de Assuntos Econômicos. **Rapportage Projectbureau Nieuw Aardgas**. abr. 2012a. Disponível em: <https://www.rvo.nl/sites/default/files/Report%20Projectbureau%20Nieuw%20Aardgas.pdf>. Acesso em: 24 nov. 2018.

HOLANDA. Ministério de Assuntos Econômicos. **Carta sobre política relacionada à composição do gás na Holanda**. 2012b. Disponível em: <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2013/11/Supplement%20letter-NL%20long%20term%20policy%20on%20gas%20composition%20march%202012.pdf> . Acesso em: 24 nov. 2018.



HOLANDA. Ministério de Assuntos Econômicos. **Regulamentação sobre a composição do gás natural**. 2014. Disponível em: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0035367/2016-04-01>. Acesso em: 24 nov. 2018.

HOLANDA. Ministério de Assuntos Econômicos. **Carta ao parlamento com esclarecimentos sobre a política energética**. 2017. Disponível em: <https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/kamerstukken/2017/01/26/beantwoording-kamervragen-toekomstig-energiebeleid/beantwoording-kamervragen-toekomstig-energiebeleid.pdf>. Acesso em: 25 nov. 2018.

HONORÉ, A. The dutch gas market: trials, tribulations and trends. **OIES Paper**, NG 118, 2017. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/05/The-Dutch-Gas-Market-trials-tribulations-and-trends-NG-118.pdf>. Acesso em: 22 nov. 2018.

HSE. **A guide to the gas safety (management) regulations 1996**: guidance on regulations. 2007. Disponível em: <http://www.hse.gov.uk/pubns/priced/l80.pdf>. Acesso em: 19 nov. 2018.

IGU. **Triennium Work Report June 2018**. WORLD GAS CONFERENCE, 27. Washington DC: IGU, 2018. Disponível em: <https://www.igu.org/publications-page>. Acesso em: 19 nov. 2018.

KEMA; KIWA. **Gaskwaliteit voor de toekomst**. 2010. Disponível em: <https://www.vemw.nl/~media/VEMW/Downloads/Public/Gas%20en%20WKK/KEMA%20KIWA%20deel%201%202dec10.ashx>. Acesso em: 16 dez. 2018.

MEYER, C. **Status report**: EN on gas quality group H. MADRID FORUM. 20 apr. 2015. Disponível em: [https://gasgov-mst-files.s3.eu-west-1.amazonaws.com/s3fs-public/ggf/Madrid%20Forum%202\\_0.pdf](https://gasgov-mst-files.s3.eu-west-1.amazonaws.com/s3fs-public/ggf/Madrid%20Forum%202_0.pdf). Acesso em: 16 dez. 2018.

NGC+ INTERCHANGEABILITY WORK GROUP. **White paper on natural gas interchangeability and non-combustion end use**. 2005. Disponível em: <https://www.ferc.gov/eventcalendar/Files/20050316082958-interchangeability.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2018.

OFGEM. **Gas quality scenario development and economic regulation workstreams**: conclusions. jul. 2017. Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/40850/16830-1707pdf>. Acesso em: 16 nov. 2018.

OFGEM. **Gas quality workshop**. 18 nov. 2009. Disponível em: [https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2009/11/gas-quality-workshop-nov-09---welcome-and-overview\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2009/11/gas-quality-workshop-nov-09---welcome-and-overview_0.pdf). Acesso em: 19 nov. 2018.

ORTIZ, J. M. **Fundamentos de la intercambialidad del gas natural**. [S.l.]: Polygon Energy, 2014. Disponível em: [http://www.cnogas.org.co/documentos/1\\_Intercambialidad%20del%20gas%20natural.pdf](http://www.cnogas.org.co/documentos/1_Intercambialidad%20del%20gas%20natural.pdf). Acesso em: 04 fev. 2019

ORTIZ, J. M. **Intercambialidad de gas**. FORO DE OPERACIONES DE GAS, 17 ago. 2017. Disponível em: <http://www.promigas.com/Es/Noticias/Documents/8.%20Intercambiabilidad%20-%20Juan%20Manuel%20Ortiz%20-%20Polygon%20Energy.pdf>. Acesso em: 04 fev. 2019

PETROBRAS. **Unidade de processamento de gás natural boliviano e investimentos no estado do Mato Grosso do Sul**. ago. 2013. Disponível em: <https://slideplayer.com.br/slide/7295645/>. Acesso em: 01 fev. 2019. (Apresentação de Slides).

PETROBRAS. **Polo pré-sal da bacia de Santos**. 16 fev. 2016. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/download/3657>. Acesso em: 01 mar. 2019. (Apresentação de Slides).

PETROBRAS. **Gás natural**: regulação sobre especificação GN. fev. 2018. (Apresentação de Slides).

SGN. **Opening up the gas market**. 2016. Disponível em: [https://www.sgn.co.uk/uploaded-Files/Marketing/Pages/Publications/Docs-Innovation-Oban/SGN\\_Gas\\_Market\\_Report\\_Full-report-2016-170116.pdf](https://www.sgn.co.uk/uploaded-Files/Marketing/Pages/Publications/Docs-Innovation-Oban/SGN_Gas_Market_Report_Full-report-2016-170116.pdf). Acesso em: 17 nov. 2018.

SOCALGAS. **Renewable natural gas tool kit**. 2017. Disponível em: [https://www.socalgas.com/1443741172283/rng-toolkit\\_v2.pdf](https://www.socalgas.com/1443741172283/rng-toolkit_v2.pdf). Acesso em: 22 dez. 2018.

SPEIRS, J. The future of low-pressure gas networks. **Forum**, n. 116, sep. 2018. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/09/OEF-116.pdf>. Acesso em: 19 nov. 2018.

STIPHOUT, M. **Gas quality standards in the European Union**. 2009. Disponível em: <http://members.igu.org/html/wgc2009/papers/docs/wgcFinal00785.pdf>. Acesso em: 16 dez. 2018.

WINSTANLEY, M. **LNG quality and the UK gas market**. WORLD GAS CONFERENCE 2006. Amsterdam, 6 jun. 2006. Disponível em: <http://members.igu.org/html/wgc2006pres/data/wgcppt/pdf/PGC%20Programme%20Committees/PGC%20D/LNG%20quality%20technological%20and%20economic%20aspects/9.2EF.06.pdf>. Acesso em: 19 nov. 2018.





# ANEXO A – RESOLUÇÃO ANP Nº 16 DE 2008

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

(<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2008/junho&item=ranp-16--2008>)

## **RESOLUÇÃO ANP Nº 16, DE 17.6.2008 - DOU 18.6.2008**

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP, no uso de suas atribuições, tendo em vista o disposto nos incisos I e XVIII, do art. 8º, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, alterada pela Lei nº 11.097, de 13 de janeiro 2005 e com base na Resolução de Diretoria nº 404, de 11 de junho de 2008,

Considerando a atribuição legal da ANP de estabelecer ações que contribuam para a proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta de produtos;

Considerando que cabe à ANP estabelecer as especificações dos derivados de petróleo, do gás natural e seus derivados e dos biocombustíveis;

Considerando a existência de recursos energéticos no País distribuídos mediante autorização temporária;

Considerando a Resolução nº 4 de 21 de novembro de 2006 do Conselho Nacional de Política Energética estabelecendo diretrizes recomendações para a importação de gás natural liquefeito de forma garantir suprimento confiável, seguro e diversificado de gás natural visando a garantia do abastecimento;

Considerando que a introdução do gás natural liquefeito demanda a necessidade de revisão da especificação; e

Considerando que o conceito de intercambiabilidade já vem sendo utilizado em vários países, por garantir a operacionalidade das aplicações de gás natural de forma segura, Resolve:

Art. 1º Fica estabelecida no Regulamento Técnico ANP parte integrante desta Resolução, a especificação do gás natural, nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional.

Art. 2º Empresas ou consórcios de empresas que exerçam as atividades de comercialização e transporte de gás natural no País, isto é, carregadores e transportadores bem como as empresas distribuidoras deverão observar o disposto no Regulamento Técnico em anexo.

Parágrafo único. A comercialização e o transporte de gás natural de especificações diversas daquela indicada pelo Regulamento Técnico em anexo são permitidos, desde que respeitadas as condições de entrega acordadas entre todas as partes envolvidas e os limites de emissão de poluentes fixados pelo órgão ambiental ao qual caiba tal atribuição.

Art. 3º Para os fins desta Resolução, ficam estabelecidas as seguintes definições:

I – Carregador: pessoa jurídica que contrata o transportador para o serviço de transporte de gás natural especificado;

II – Transportador: pessoa jurídica autorizada pela ANP a operar as instalações de transporte;

III – Gás Natural Processado: é o gás natural nacional ou importado que, após processamento, atende à especificação do Regulamento Técnico ANP parte integrante desta Resolução;

IV – Gás Natural Liquefeito: é o gás natural no estado líquido obtido mediante processo de criogenia a que foi submetido e armazenado em pressões próximas à atmosférica;

V – Instalações de Transporte: dutos de transporte de gás natural, suas estações de compressão ou de redução de pressão, bem como as instalações de armazenagem necessárias para a operação do sistema;

VI – Ponto de Recepção: ponto no qual o gás natural especificado é entregue pelo carregador ou quem este autorize ao transportador;

VII – Ponto de Entrega: ponto no qual o gás natural especificado é entregue pelo transportador ao carregador ou quem este autorize;

VIII - Gás Natural Veicular (GNV): denominação do combustível gasoso, tipicamente proveniente do Gás Natural ou Biometano, ou da mistura de ambos, destinado ao uso veicular e cujo componente principal é o metano, observadas as especificações estabelecidas pela ANP.

*(Nota: Acrescentado pela Resolução ANP nº 8, de 30.1.2015 – DOU 2.2.2015 – Efeitos a partir de 2.2.2015.)*

Art. 4º A presente Resolução aplica-se ao gás natural a ser utilizado como combustível para fins industriais, residenciais, comerciais, automotivos (GNV) e de geração de energia.

*(Nota: Redação dada pela Resolução ANP nº 8, de 30.1.2015 - DOU 2.2.2015 - Efeitos a partir de 2.2.2015.)*

Parágrafo único. Para utilização como matéria-prima em processos químicos, a qualidade deverá ser objeto de acordo entre as partes.

Art. 5º O carregador fica obrigado a realizar as análises do gás natural nos pontos de recepção, no intervalo máximo de 24 horas, a partir do primeiro fornecimento e encaminhar o resultado ao transportador por meio de Certificado da Qualidade, o qual deverá conter o resultado da análise de todas as características, os limites da especificação e os métodos empregados, comprovando que o produto atende à especificação constante do Regulamento Técnico.

§ 1º O Certificado da Qualidade deverá ser firmado pelo químico responsável pelas análises laboratoriais efetuadas, com indicação legível de seu nome e número de inscrição no respectivo órgão de classe.

§ 2º No caso de cópia emitida eletronicamente, deverão estar indicados, na cópia, o nome e o número da inscrição no órgão de classe do químico pelas análises laboratoriais efetivadas.

§ 3º O carregador deverá enviar à ANP, até o 15º (décimo quinto) dia do mês subsequente àquele a que se referirem os dados enviados, um sumário estatístico dos Certificados da Qualidade, em formato eletrônico, seguindo o modelo disponível no sítio da ANP, para o endereço eletrônico [carregadorgn@anp.gov.br](mailto:carregadorgn@anp.gov.br).

Art. 6º O transportador fica obrigado a realizar a análise do produto e a emitir o Boletim de Conformidade com os resultados da análise e os limites da especificação das seguintes características: poder calorífico superior; índice de Wobbe; teores de metano, etano, propano, butano e mais pesados; inertes (N<sub>2</sub>+CO<sub>2</sub>); dióxido de carbono e oxigênio; nos seguintes pontos:

I – em todos os pontos de recepção após a homogeneização da mistura entre o gás entrante e o gás passante no intervalo máximo de 24 horas a partir do primeiro recebimento;

II – em todos os pontos de entrega com incidência de inversão de fluxo no duto de transporte e vazão superior a 400 mil m<sup>3</sup>/d no intervalo máximo de 24 horas a partir da primeira entrega.

§ 1º Nos pontos de recepção, em caso de inexistência de mistura de produtos distintos, o transportador poderá não realizar a análise, no entanto, deverá preencher o Boletim de Conformidade com os dados enviados pelo carregador, constantes no Certificado da Qualidade, tornando-se responsável pelos dados da qualidade informados.

§ 2º O transportador deverá encaminhar ao carregador, a cada intervalo de até 24 horas, cópia do Boletim de Conformidade, comprovando a qualidade do gás, firmado pelo químico

responsável pelas análises laboratoriais efetuadas, com indicação legível de seu nome e número de inscrição no órgão de classe.

§ 3º No caso de cópia emitida eletronicamente, deverão estar indicados, na cópia, o nome e o número da inscrição no órgão de classe do químico pelas análises laboratoriais efetivadas.

§ 4º O transportador, se solicitado pelo distribuidor a que estiver ligado por ponto de entrega comum, deverá disponibilizar cópia do respectivo Boletim de Conformidade a cada intervalo de até 24 horas.

Art. 7º Para efeito de identificação de carregador, transportador, ponto de recepção e instalação de análise, em atendimento ao disposto nos arts. 5º e 6º, deverão ser utilizados os códigos que permanecerão atualizados na página da ANP no endereço eletrônico <http://www.anp.gov.br><http://www.anp.gov.br>.

Art. 8º A ANP poderá, a qualquer tempo, submeter os agentes responsáveis pela emissão do Certificado da Qualidade e do Boletim de Conformidade a auditoria de qualidade, a ser executada por entidades credenciadas pelo INMETRO, sobre procedimentos e equipamentos de medição que tenham impacto sobre a qualidade e a confiabilidade dos serviços de que trata esta Resolução e seu Regulamento Técnico.

Art. 9º O carregador e o transportador deverão manter sob sua guarda os Certificados da Qualidade e os Boletins de Conformidade, respectivamente, pelo prazo mínimo 12 (doze) meses a contar da data de emissão, e torná-los disponíveis à ANP sempre que solicitados.

Art. 10. A odoração do gás natural deverá ser realizada no transporte de acordo com as exigências previstas durante o processo de licenciamento ambiental.

Art. 11. O gás natural deverá ser odorado na distribuição, atendendo às exigências específicas de cada agência reguladora estadual.

Parágrafo único. A dispensa de odoração do gás natural em dutos de distribuição cujo destino não recomende a utilização de odorante e passe somente por área não urbanizada deve ser solicitada ao órgão estadual competente para sua análise e autorização.

Art. 12. Os agentes mencionados pelo art. 2º disporão do prazo de 240 dias para atender aos limites de especificação constantes do Regulamento Técnico em anexo, período no qual, em todo o caso, observarão, no mínimo, as especificações já constantes da Portaria ANP nº 104, de 8 de julho de 2002.

Art. 13. O não atendimento ao disposto nesta Resolução sujeita o infrator às sanções administrativas previstas na Lei nº 9.847 de 26 de outubro de 1999, alterada pela Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, e no Decreto nº 2.953, de 28 de janeiro de 1999, sem prejuízo das penalidades de natureza civil e penal.



Art. 14. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 15. Revoga-se a Portaria ANP nº 104 de 8 de julho de 2002, observados os termos do art. 12 desta Resolução.

HAROLDO BORGES RODRIGUES LIMA



# ANEXO B – REGULAMENTO TÉCNICO ANPº 2/2008

## REGULAMENTO TÉCNICO ANP Nº 2/2008

1. Objetivo Este Regulamento Técnico aplica-se ao gás natural processado, de origem nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional.

1.1. Nota explicativa O gás natural objeto desta especificação permanece no estado gasoso sob condições de temperatura e pressão ambientes. É produzido a partir de gás extraído de reservatório, consistindo de uma mistura de hidrocarbonetos, que contém principalmente metano, etano, propano e, e em menores quantidades hidrocarbonetos superiores, podendo ainda apresentar componentes inertes do ponto de vista da aplicação, tais como nitrogênio e dióxido de carbono, bem como traços de outros constituintes.

O gás natural deve apresentar concentrações limitadas de componentes potencialmente corrosivos de modo que a segurança e a integridade dos equipamentos sejam preservadas. Esses componentes são sulfeto de hidrogênio, dióxido de carbono e água.

2. Sistema de Unidades O sistema de unidades a ser empregado no Regulamento Técnico é o SI de acordo com a norma brasileira NBR/ISO 1000.

Desta forma, a unidade de energia é o J, e seus múltiplos, ou o kWh, a unidade de pressão é o Pa e seus múltiplos e a unidade de temperatura o K (Kelvin) ou o °C (grau Celsius).

3. Condição de referência A condição de temperatura, pressão e umidade de referência requerida para o cálculo das características de poder calorífico e de índice de Wobbe especificadas neste Regulamento Técnico são 293,15K e 101,325kPa e base seca.

4. Normas Aplicáveis A determinação das características do produto far-se-á mediante o emprego de normas da American Society for Testing and Materials (ASTM), da International Organization for Standardization (ISO) e da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT).

Os dados de incerteza, repetitividade e reprodutibilidade, fornecidos nos métodos relacionados neste Regulamento, devem ser usados somente como guia para aceitação das determinações em duplicata de ensaio e não devem ser considerados como tolerância aplicada aos limites especificados.

A análise do produto deverá ser realizada em amostra representativa do mesmo obtido segundo método ISO 10715 – Natural Gas: Sampling Guidelines.

As características incluídas no Quadro

I – Tabela de especificação do Gás Natural – deverão ser determinadas de acordo com a publicação mais recente dos seguintes métodos de ensaio:

#### 4.1 Normas ABNT

MÉTODO	TÍTULO
NBR/ISO 1000	Unidades SI e recomendações para o uso dos seus múltiplos e de algumas outras unidades
NBR 14903	Gás natural – Determinação da composição por cromatografia gasosa
NBR 15213	Cálculo do poder calorífico, densidade, densidade relativa e índice de Wobbe de combustíveis gasosos a partir da composição

#### 4.2 Normas ASTM

MÉTODO	TÍTULO
ASTM D 1945	STM for analysis of natural gas by gas chromatography
ASTM D 3588	Standard practice for calculating heat value, compressibility factor, and relative density (specific gravity) of gaseous fuels
ASTM D 5454	STM for water vapor content of gaseous fuels using electronic moisture analyzers
ASTM D 5504	STM for determination of sulfur compounds in natural gas and gaseous fuels by gas chromatography and chemiluminescence
ASTM D 6228	STM for determination of sulfur compounds in natural gas and gaseous fuels by gas chromatography and flame photometric detection

#### 4.3 Normas ISSO

MÉTODO	TÍTULO
ISO 6326-1	Natural gas – Determination of sulfur compounds, Part 1: General introduction
ISO 6326-3	Natural gas – Determination of sulfur compounds, Part 3: Determination of hydrogen sulfide, mercaptan sulfur and carbonyl sulfide sulfur by potentiometry
ISO 6326-5	Natural gas – Determination of sulfur compounds, Part 5: Lingener combustion method
ISO 6327	Gas analysis – Determination of water dew point of natural gas – Cooled surface condensation hygrometers
ISO 6570	Natural gas – Determination of Potential Hydrocarbon Liquid Content
ISO 6974-1	Natural gas – Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography, Part 1: Guidelines for tailored analysis
ISO 6974-3	Natural gas – Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography, Part 3: Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide, and hydrocarbons up to C8 using two packed columns

MÉTODO	TÍTULO
ISO 6974-5	Natural gas – Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography, Part 5: Determination of nitrogen, carbon dioxide and C1 to C5 and C6+ hydrocarbons for a laboratory and on-line measuring system using three columns
ISO 6974-6	Natural gas – Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography, Part 6: Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide and C1 to C8 hydrocarbons using three capillary columns
ISO 6975	Natural gas – Extended analysis – Gas chromatographic method
ISO 6976	Natural gas – Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition
ISO 6978-1	Natural gas – Determination of mercury, Part 1: Sampling of mercury by chemisorption on iodine
ISO 6978-2	Natural gas – Determination of mercury, Part 2: Sampling of mercury by amalgamation on gold/platinum alloy
ISO 10101-1	Natural gas – Determination of water by the Karl Fischer method – Part 1: Introduction
ISO 10101-2	Natural gas – Determination of water by the Karl Fischer method – Part 2: Titration procedure
ISO 10101-3	Natural gas – Determination of water by the Karl Fischer method – Part 3: Coulometric procedure
ISO 10715	Natural gas – Sampling Guidelines
ISO 11541	Natural gas – Determination of water content at high pressure
ISO 13686	Natural gas – Quality Designation
ISO 15403	Natural gas – Designation of the quality of natural gas for use as a compressed fuel for vehicles. Part 1 to 2.
ISO 18453	Natural gas – Correlation between water content and water dew point
ISO 19739	Natural gas – Determination of sulfur compounds using gas chromatography
ISO 23874	Natural gas – Gas chromatographic requirements for hydrocarbon dewpoint calculation

Quadro I: Tabela de especificação do Gás Natural (1)

CACTERÍSTICA	UNIDADE	LIMITE (2) (3)			MÉTODO		
		Norte	Nordeste	Centro-Oeste, Sudeste e Sul	NBR	ASTM D	ISO
Poder calorífico superior (4)	$\text{kJ/m}^3$	34.000 a 38.400		35.000 a 43.000	15213	3588	6976
	$\text{kWh/m}^3$	9,47 a 10,67		9,72 a 11,94			
Índice de Wobbe (5)	$\text{kJ/m}^3$	40.500 a 45.000		46.500 a 53.500	15213	--	6976
Número de metano, mín. (6)		anotar (3)		65	--	--	15403
Metano, mín.	% mol.	68,0		85,0	14903	1945	6974
Etano, máx.	% mol.	12,0		12,0	14903	1945	6974
Propano, máx.	% mol.	3,0		6,0	14903	1945	6974

CACTERÍSTICA	UNIDADE	LIMITE (2) (3)			MÉTODO		
Butanos e mais pesados, máx.	% mol.	1,5		3,0	14903	1945	6974
Oxigênio, máx. (7)	% mol.	0,8		0,5	14903	1945	6974
Inertes (N <sub>2</sub> +CO <sub>2</sub> ), máx.	% mol.	18,0	8,0	6,0	14903	1945	6974
CO <sub>2</sub> , máx.	% mol.		3,0		14903	1945	6974
Enxofre Total, máx. (8)	mg/m <sup>3</sup>		70		--	5504	6326-3
							6326-5
							19739
Gás Sulfídrico (H <sub>2</sub> S), máx.	mg/m <sup>3</sup>	10	13	10	--	5504	6326-3
							6228
Ponto de orvalho de água a 1atm, máx. (9)	°C	-39	-39	-45	--	5454	6327
							10101-2
							10101-3
							11541
Ponto de orvalho de hidrocarbonetos a 4,5 MPa, máx. (10)	°C	15	15	0	--	--	6570
Mercúrio, máx. (11)	µg/m <sup>3</sup>	anotar			--	--	6978-1
							6978-2

#### Observações:

(1) O gás natural não deve conter traços visíveis de partículas sólidas ou líquidas.

(2) Os limites especificados são valores referidos a 293,15K (20°C) e 101,325kPa (1atm) em base seca, exceto os pontos de orvalho de hidrocarbonetos e de água.

(3) A aplicação veicular do gás natural de Urucu se destina exclusivamente a veículos dotados de motores ou sistemas de conversão de gás natural veicular que atendam à legislação ambiental específica. O revendedor deverá afixar em local visível de seu estabelecimento comercial o seguinte aviso: "GÁS NATURAL VEICULAR DE URUCU - EXCLUSIVO PARA VEÍCULOS ADAPTADOS AO SEU USO"

(Nota: Redação dada pela Resolução ANP n° 7 de 16.4.2010 – DOU 19.4.2010 – Efeitos a partir de 19.4.2010.)

(4) O poder calorífico de referência de substância pura empregado neste Regulamento Técnico encontrase sob condições de temperatura e pressão equivalentes a 293,15K, 101,325 kPa, respectivamente em base seca.

(5) O índice de Wobbe é calculado empregando o poder calorífico superior em base seca. Quando o método ASTM D 3588 for aplicado para a obtenção do poder calorífico superior, o índice de Wobbe deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$IW = Pcs / \sqrt{d}$$

onde: IW – índice de Wobbe

PCS – poder calorífico superior

d) densidade relativa

(6) O número de metano deverá ser calculado de acordo com a última versão da norma ISO 15403-1. Na versão ISO 15403-1:2006(E), considera-se o método GRI do Anexo D. Calcula-se inicialmente o Número de Octano Motor – MON a partir da equação linear empírica, função da composição dos componentes discriminados. Em seguida com o valor determinado para o MON calcula-se o número de metano ou NM a partir da correlação linear entre NM e MON. Tais equações vêm descritas abaixo:

$$MON = (137,78x_{me\ tan\ o}) + (29,948x_{e\ tan\ o}) + (-18,193x_{propano}) + (-167,062x_{bu\ tan\ o}) + (181,233x_{CO_2}) + (26,994x_{N_2})$$

onde x é a fração molar dos componentes metano, etano, propano, butano, CO<sub>2</sub> e N<sub>2</sub>.

$$NM = 1,445 \times (MON) - 103,42$$

(7) Caso seja usado o método da norma ISO 6974, parte 5, o resultado da característica teor de oxigênio deverá ser preenchido com um traço (-).

(8) É o somatório dos compostos de enxofre presentes no gás natural. Admite-se o limite máximo de 150 mg/m<sup>3</sup> para o gás a ser introduzido no início da operação de redes novas ou então a trechos que em razão de manutenção venham a apresentar rápido decaimento no teor de odorante no início da retomada da operação.

(9) Caso a determinação seja em teor de água, a mesma deve ser convertida para (°C) conforme correlação da ISO 18453. Quando os pontos de recepção e de entrega estiverem em regiões distintas, observar o valor mais crítico dessa característica na especificação.

(10) Pode-se dispensar a determinação do ponto de orvalho de hidrocarbonetos – POH quando os teores de propano e de butanos e mais pesados forem ambos inferiores a 3 e 1,5 por cento molares respectivamente de acordo com o método NBR 14903 ou equivalente.

Anotar nesse caso 'passa' no referido campo. Se um dos limites for superado, analisar o gás natural por cromatografia estendida para calcular o ponto de temperatura cricondentherm – PTC (definida como a máxima temperatura do envelope de fases) por meio de equações de estado conforme o método ISO 23874. Caso o PTC seja inferior ao POH especificado em mais que 5°C, reportar o POH como sendo esse valor. Quando o PTC não atender a esse requisito, determinar o POH pelo método ISO 6570. O POH corresponde à acumulação de condensado de 10 miligramas por metro cúbico de gás admitido ao ensaio. Quando os pontos de recepção e entrega estiverem em regiões distintas, observar o valor mais crítico dessa característica na especificação.

(11) Aplicável ao gás natural importado exceto o gás natural liquefeito, determinado semestralmente. O carregador deverá disponibilizar o resultado para o distribuidor sempre que solicitado.





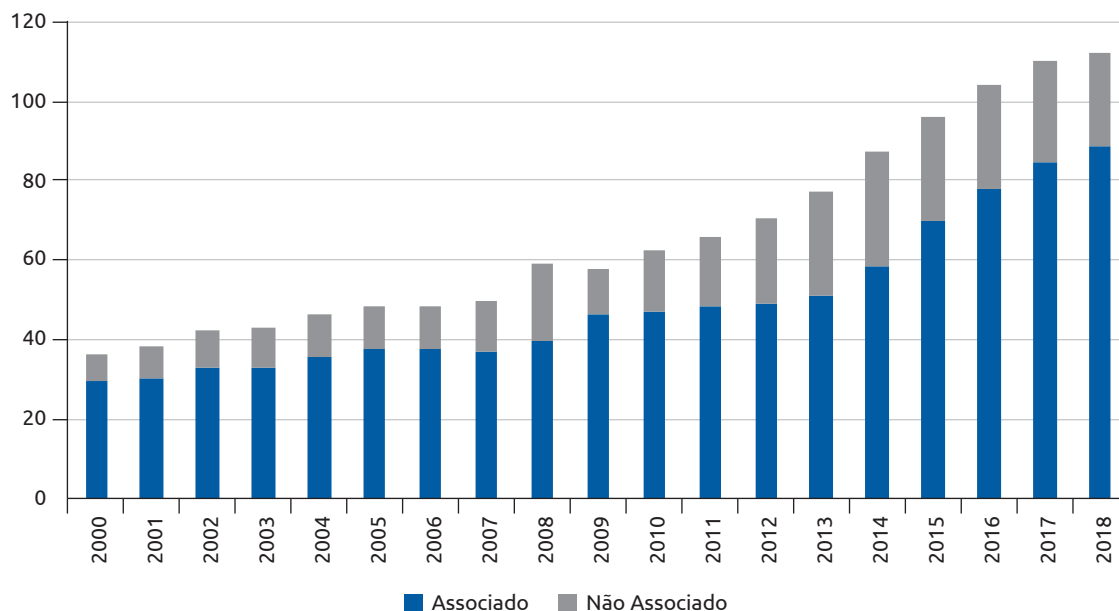


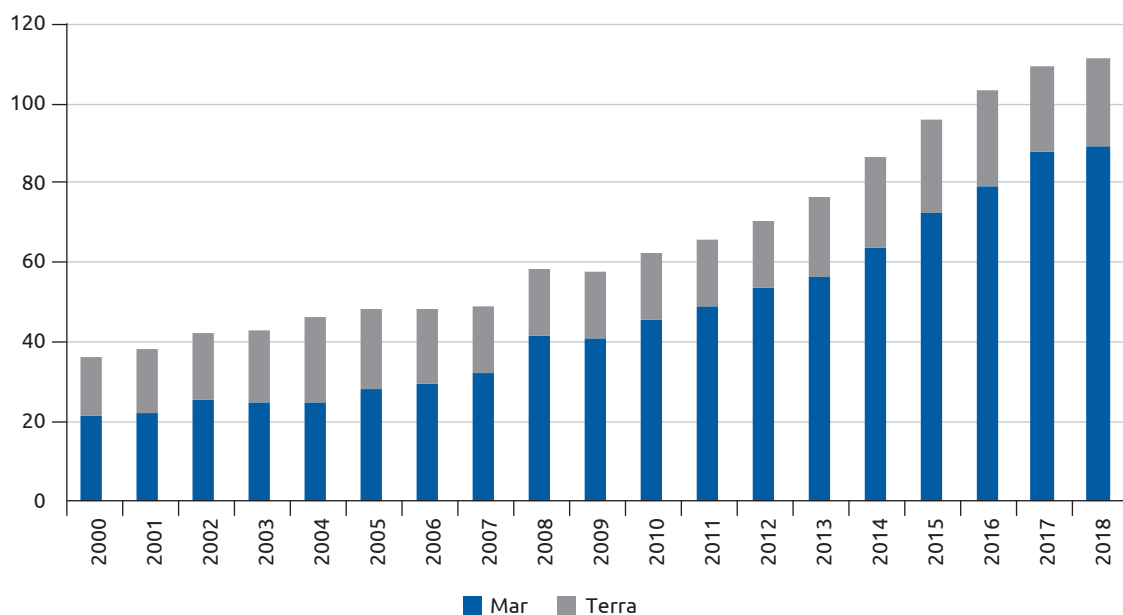
# APÊNDICE A – CENÁRIO DE PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL

## SITUAÇÃO ATUAL

As reservas e a produção brasileira de gás natural são em sua grande maioria provenientes de campos de gás associado (produção conjunta de petróleo e de gás), prevalentemente *offshore* (no mar) e pertencentes à Petrobras, como mostrado no Gráfico 13. A produção de gás associado vem crescendo devido, principalmente, à produção do Pré-sal, que iniciou em 2008 e já representa metade da produção total de petróleo e gás natural no país (Gráfico 14). As reservas e a produção de gás não associado também vêm crescendo ao longo dos anos, como resultado de algumas descobertas importantes de gás não associado em terra (em particular na Bacia do Parnaíba), mas a produção de gás permanece concentrada em campos de gás associado ao petróleo e *offshore*.

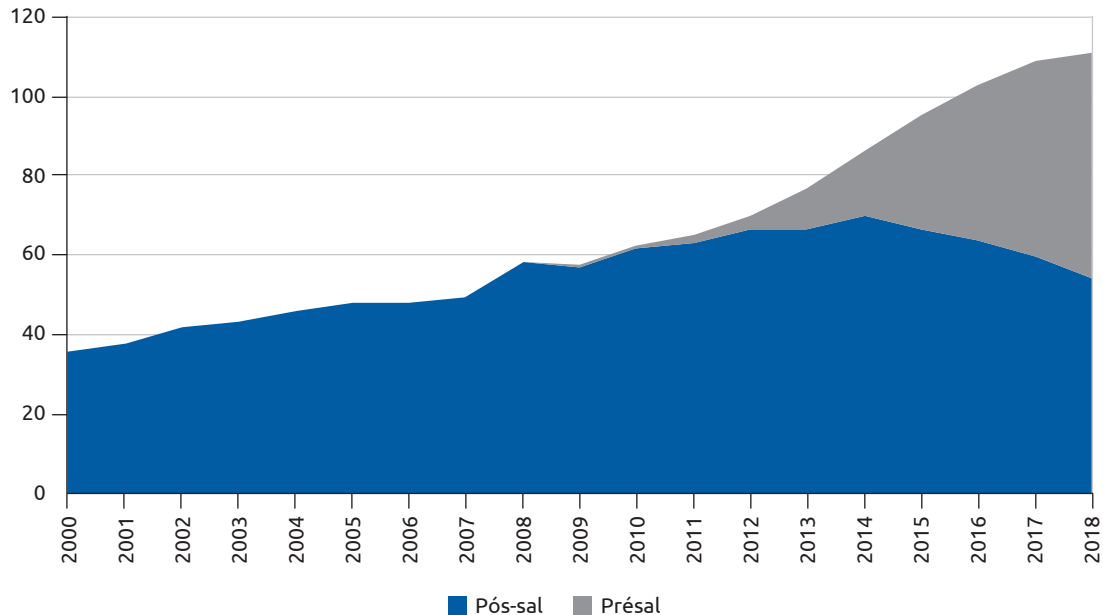
**GRÁFICO 1** – Histórico da produção bruta de gás natural, associada vs. não associada, e terra vs. Mar, MMm<sup>3</sup>/d





Fonte: ANP.

**GRÁFICO 2** – Histórico da produção bruta de gás natural, Pré-sal vs. Pós-sal, MMm³/d



Fonte: ANP.

Devido a essas características uma parte importante da produção de gás no Brasil não é aproveitada, sendo reinjetada, usada nas plataformas ou queimada.<sup>56</sup> Em 2018, apenas 53% da produção bruta foi aproveitada e tratada nas UPGNs. O nível de aproveitamento

<sup>56</sup> A ANP limita a queima de gás a 3% da produção bruta, com algumas exceções.

vem caindo desde 2013, devido à forte reinjeção de gás nos campos do Pré sal. 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 CO<sub>2</sub>, da grande distância dos campos produtores da costa e da profundidade da lâmina d'água onde se encontram. Em 2018, o aproveitamento no Pré-sal foi de 40%, enquanto foi de 65% no Pós-sal.

## EVOLUÇÃO FUTURA

Para estimar o crescimento futuro da produção de gás natural utilizamos dois modelos distintos: um para a produção do gás na área do Cluster de Santos do Pré-sal e outro para o restante da produção (gás *offshore* fora do cluster de Santos e gás em terra). Essa distinção é necessária devido a diferença entre os dois grupos, no qual o grupo Cluster de Santos do Pré-sal a produção se dá em mega-campos, desenvolvidos através de diversas plataformas para um mesmo campo, enquanto os campos do Pós-sal geralmente possuem uma ou duas plataformas por campo.

Para uma discussão mais detalhada sobre a metodologia adotada para as projeções de gás natural vê-se o Capítulo 3 da publicação da CNI de 2016 “Reestruturação do Setor de Gás Natural: uma Agenda Regulatória”.

As principais variáveis para a projeção da produção do Pré-sal são: o ritmo de entrada em operação das plataformas, que reflete o ritmo de investimento dos operadores, a relação gás-óleo (GOR), que define a quantidade de gás que será produzido para cada m<sup>3</sup> de petróleo; o volume de gás reinjetado, que depende das condições técnico-geológicas do campo, além de considerações econômicas. Essas são as variáveis sobre as quais há mais incertezas, pois variam de campo a campo e as vezes podem variar dentro de um mesmo campo. A Tabela 20 mostra as premissas que foram utilizadas para gerar a projeção de produção de gás natural no horizonte de 2030 no nosso Cenário Base.

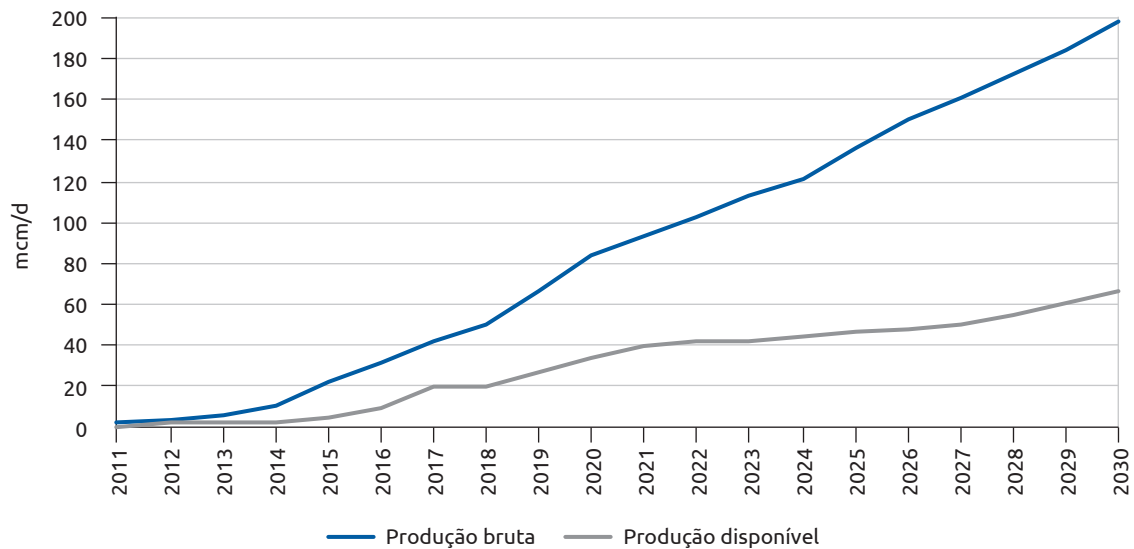
**TABELA 1** – Premissas dos cenários de produção do Pré-sal

<b>Investimentos</b>	•14 plataformas entram em operação entre 2019 e 2024		
	•18 novas plataformas entram em operação entre 2025 e 2030		
<b>RGO (razão gás-óleo)</b>	Lula 270	Sapinhoá 220	
<b>(m<sup>3</sup> gás por m<sup>3</sup> óleo)</b>	Libra 400	Outros 200	
<b>Reinjeção</b>	Em geral 40%, com alguns valores diferenciados para alguns campos específicos (ex. Mero reinjeta todo o gás não usado na plataforma)		
<b>Outras premissas</b>	Queima: 3%	Uso nas plataformas: 8%	Taxa de declínio: 12%

Fonte: Elaboração própria.

No Gráfico 15 se apresenta o Cenário Base de produção de gás natural no Pré-sal até 2030, quando a produção bruta alcança 200 MMm<sup>3</sup>/d e produção líquida 66 MMm<sup>3</sup>/d. A produção líquida (disponível) é calculada descontando a queima, reinjeção e consumo de gás na própria plataforma.

**GRÁFICO 3** – Cenário de produção de gás no Pré-sal – bruta vs. Líquida. Histórico até 2018 - Projeção a partir de 2019, MMm<sup>3</sup>/d

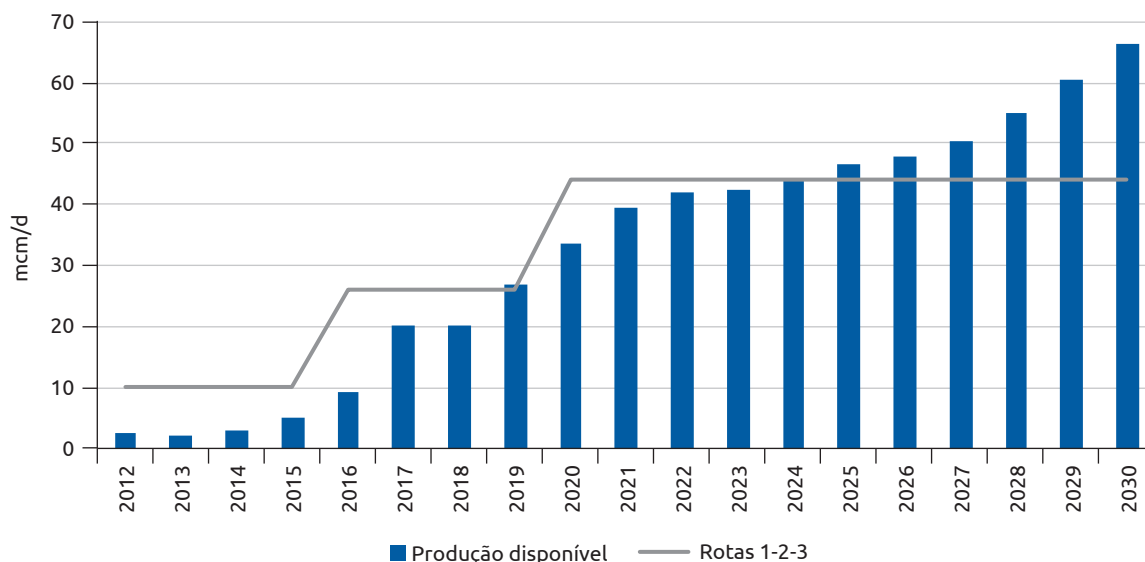


Fonte: Elaboração própria.

Há atualmente 15 plataformas em operação na área do Pré-sal nos campos de Lula, Búzios, Lapa, Libra e Sapinhoá. A P-67 foi a última plataforma a entrar em operação, em fevereiro de 2019, designada para produzir na área de Lula Norte, sendo a nona plataforma do campo de Lula. Além das plataformas em operação, há 7 plataformas em vários estágios de avanço de construção que deverão entrar em operação durante o período 2019-2021. Após 2025, nossa premissa é que sejam adicionadas 3 plataformas por ano em média, chegando a um total de 49 plataformas em operação no Pré-sal em 2030.

Neste cenário de crescimento da produção de gás no Pré-sal fica evidente que a partir de 2025 será necessário adicionar capacidade de escoamento além das Rotas 1, 2 e 3 (Gráfico 16). Isso pode ser feito até certo ponto com expansão das rotas existentes, mas é claro que será necessária uma Rota 4 e eventualmente uma Rota 5.

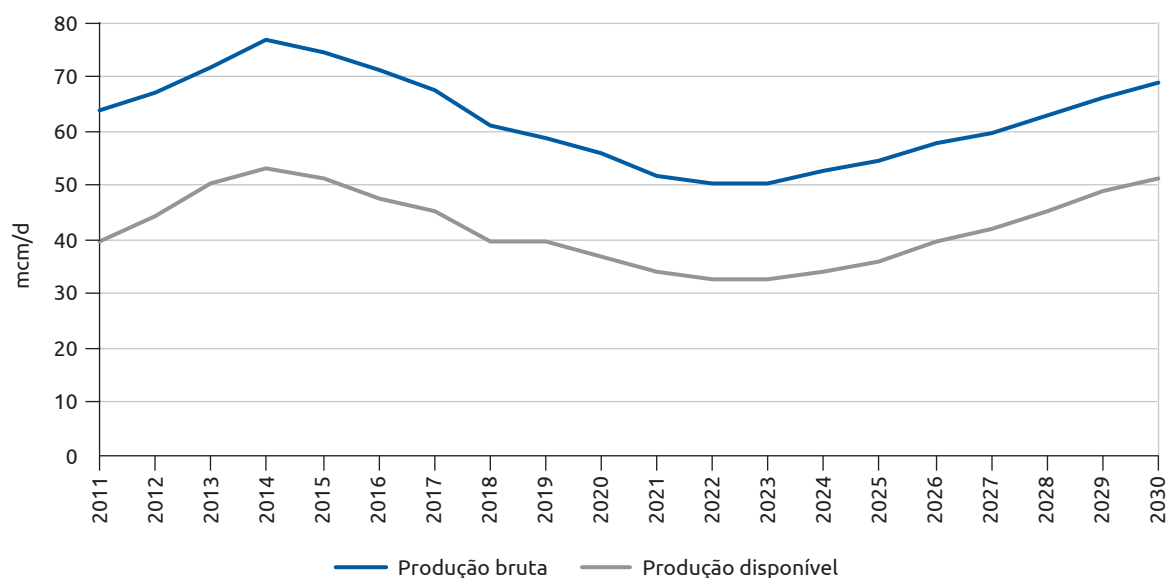
**GRÁFICO 4 –** Cenário de escoamento da produção de gás no Pré sal. Histórico até 2018 - Projeção a partir de 2019, MMm<sup>3</sup>/d



Fonte: Elaboração própria.

A projeção da produção de gás natural do Pós-sal, que inclui todos os campos de produção e áreas em exploração de gás associado e não associado, nas bacias *offshore* e terrestres, assim como a produção do Pré-sal que não está localizada no Cluster de Santos, está apresentada no Gráfico 17. No horizonte de 2030, a produção bruta do Pós-sal alcança 69 MMm<sup>3</sup>/d e a produção líquida 51 MMm<sup>3</sup>/d.

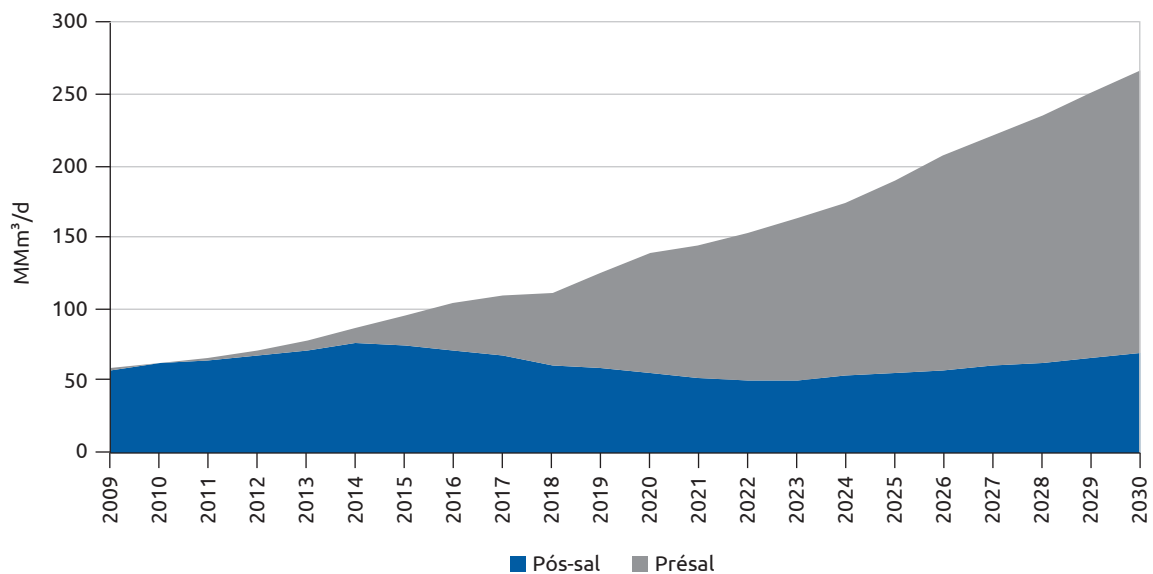
**GRÁFICO 5 –** Cenário de produção de gás no Pós-sal – bruta vs. líquida. Histórico até 2018 - Projeção a partir de 2019, MMm<sup>3</sup>/d



Fonte: Elaboração própria.

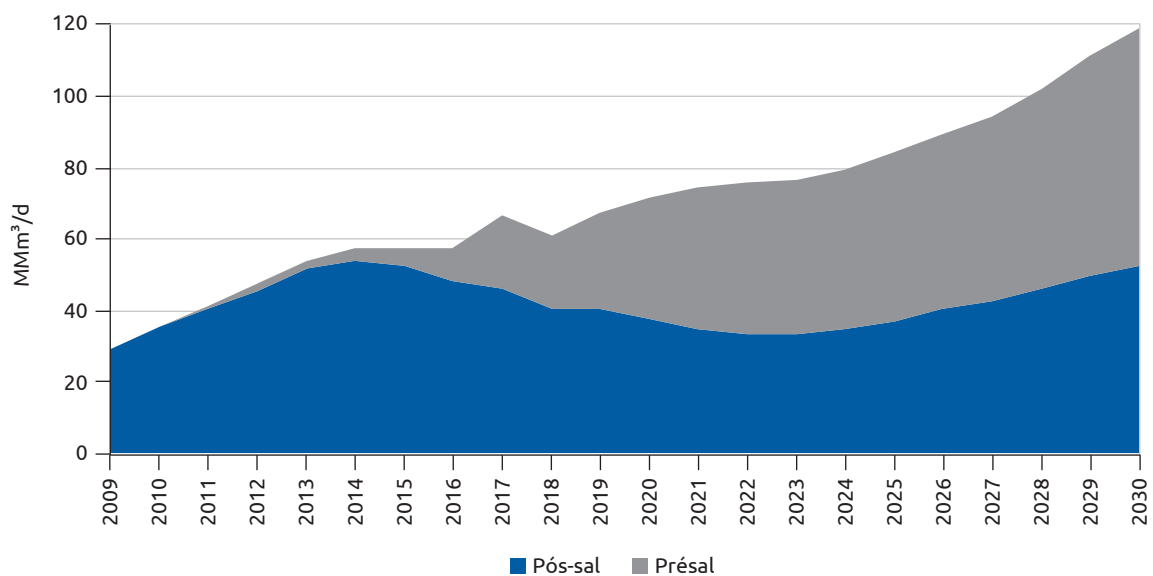
Nos Gráficos 18 e 19 se apresenta o total de produção bruta e líquida de gás natural no Brasil para o horizonte projetado, considerando a divisão entre Pré-sal e Pós sal, na qual fica nítida a importância da produção do Pré-sal, que mais que compensa o declínio de produção dos campos do Pós-sal no médio prazo.

**GRÁFICO 6** – Produção bruta de gás natural – Pré-sal vs. Pós-sal, MMm<sup>3</sup>/d



Fonte: Elaboração própria.

**GRÁFICO 7** – Produção líquida de gás natural – Pré-sal vs. Pós-sal, MMm<sup>3</sup>/d

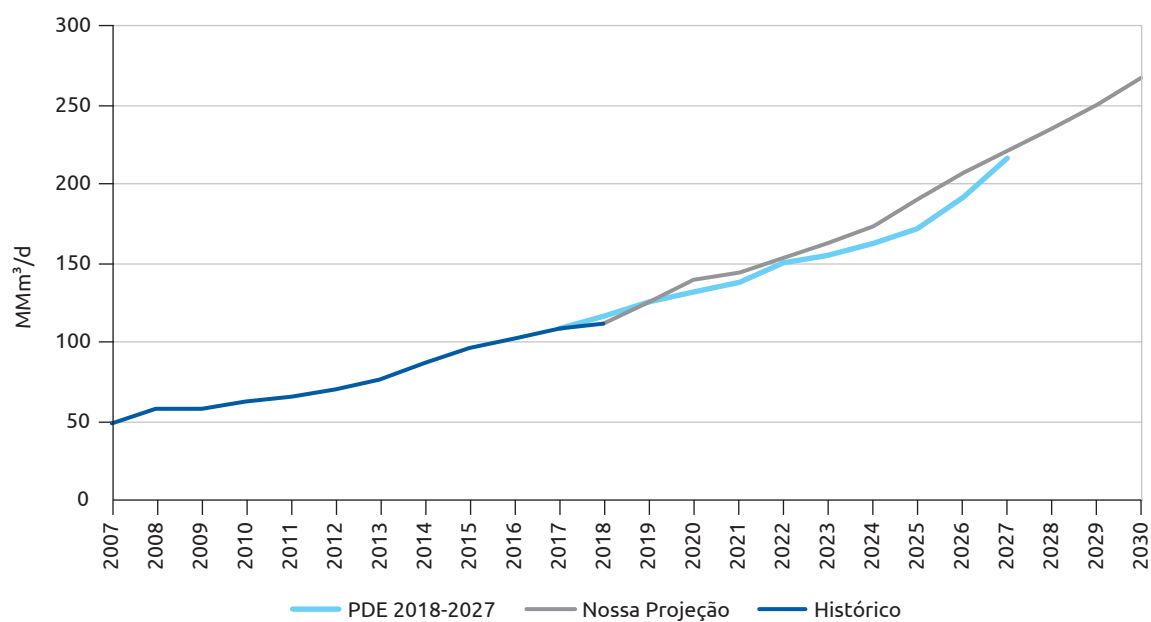


Fonte: Elaboração própria.



Por fim, o Gráfico 20 compara nossas projeções com as projeções realizadas pela EPE no Plano Decenal de Expansão de Energia de 2018, com horizonte para 2027.

**GRÁFICO 8** – Comparação da produção bruta de gás natural, MMm<sup>3</sup>/d



Fonte: Elaboração própria e EPE (2018).

**CNI**

*Robson Braga de Andrade*  
Presidente

**DIRETORIA DE RELAÇÕES INTERNACIONAIS - DRI**

*Monica Messenberg Guimaraes*  
Diretora de Relações Internacionais

**Gerência Executiva de Infraestrutura**

*Wagner Ferreira Cardoso*  
Gerente-Executivo de Infraestrutura

*Juliana Borges de Lima Falcão*  
*Roberto Wagner Lima Pereira*  
Equipe Técnica

**DIRETORIA DE COMUNICAÇÃO - DIRCOM**

*Ana Maria Curado Matta*  
Diretora de Comunicação

**Gerência de Publicidade e Propaganda**

*Armando Uema*  
Gerente de Publicidade e Propaganda

*Walner de Oliveira*  
Produção Editorial

**DIRETORIA DE SERVIÇOS CORPORATIVOS – DSC**

*Fernando Augusto Trivellato*  
Diretor de Serviços Corporativos

**Superintendência de Administração - SUPAD**

*Maurício Vasconcelos de Carvalho*  
Superintendente Administrativo

*Alberto Nemoto Yamaguti*  
Normalização

---

*Edmar Luiz Fagundes de Almeida*  
*Sylvie D'Apote*  
*Manuel Quintela*  
*Yanna Clara Prade*  
*Agustin Castaño*  
Consultor

*Editorar Multimídia*  
Projeto Gráfico e Diagramação



[www.cni.org.br](http://www.cni.org.br)

[/CNIbr](https://www.facebook.com/CNIbr)

[/cni\\_br](https://twitter.com/cni_br)

[/cnibr](https://www.instagram.com/cnibr)

[/CNINacional](https://www.youtube.com/CNINacional)



Confederação Nacional da Indústria

**PELO FUTURO DA INDÚSTRIA**