



Rio de Janeiro, 18 de agosto de 2017

Ao Ministério de Minas e Energia – MME

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Processo nº. 48360.000007/2017-15

Referência: Consulta Pública nº 34, de 07/07/2017

Ilmo. Sr. Secretário,

Referenciamos o processo de Consulta Pública nº 34/2017 (“Consulta Pública”), lançado no dia 07 de julho de 2017 por este Ministério, com o objetivo de colher contribuições dos interessados para aprimoramento do relatório Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (“PDE 2026”), assim como notas técnicas e informações correlatas.

Como é de conhecimento de V.Sa., a ENEVA S.A. (“ENEVA” ou “Companhia”) é uma companhia integrada de energia elétrica e produção de gás natural, atuando simultaneamente nos setores de Geração e de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (“E&P”) através do modelo pioneiro denominado *reservoir-to-wire*¹.

No setor de Geração, a ENEVA detém a concessão de usinas que totalizam 2,2 GW² de capacidade instalada, correspondendo a 11% da capacidade de geração a gás e a 19% da capacidade de geração a carvão do Brasil³.

No E&P, a Companhia é a maior operadora privada de gás natural, com 5% da produção nacional⁴. Em 2016, a ENEVA produziu 1,9 bilhão de metros cúbicos de gás, o equivalente a 22% de toda a produção terrestre e a 100% da produção de hidrocarbonetos no Estado do Maranhão.

¹ Esse modelo caracteriza-se pela geração de usinas próximas aos poços produtores de gás, o que permite a modicidade tarifária com custos variáveis menores, através da sinergia entre as atividades.

² Gás natural: UTE Maranhão III (519 MW); UTE Maranhão IV (338 MW); UTE Maranhão V (338 MW); UTE MC2 Nova Venécia 2 (178 MW); UTE Parnaíba IV (56 MW), totalizando 1,4 GW (“Complexo do Parnaíba”). Carvão: UTE Porto Pecém II (365 MW) e UTE Porto do Itaqui (360 MW), totalizando 725 MW. Solar: UFV Tauá (1 MW de potência fiscalizada; 5 MW de potência outorgada).

³ Dados do Banco de Informações de Geração da ANEEL (BIG, ANEEL), de 17 de maio de 2017.

⁴ Dados estatísticos da ANP, 2016. Se somadas, a produção das operadoras ENEVA (representada por sua subsidiária Parnaíba Gás Natural) e Petrobras correspondem a 99% da produção nacional de gás natural.



Considerando que o “gás natural se apresenta até o momento como a referência natural para a expansão de geração termelétrica⁵”, conforme PDE 2026, é com entusiasmo que a Companhia vem, pelo presente, formular suas contribuições à Consulta Pública a partir das experiências adquiridas em ambos os setores.

Nesse sentido, as contribuições da ENEVA serão concentradas nos capítulos 3 (“Geração de Energia Elétrica”), 5 (“Produção de Petróleo e Gás Natural”) e 7 (“Oferta de Gás Natural”) do PDE 2026, a partir de dados gráficos e referências que demonstram a importância da geração termelétrica no parque gerador brasileiro, especialmente a gás natural, como explicitado pelos estudos de expansão do sistema.

Ademais, a presente contribuição dará ênfase à produção nacional terrestre de hidrocarbonetos, em linha com as iniciativas de revitalização das atividades de E&P em terra promovida por este Ministério, tais como o Programa para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (“REATE”), o Programa Gás para Crescer e a Resolução CNPE nº 17/2017 (“Nova Política de E&P”), que estabelece, dentre suas diretrizes: (i) o incentivo à exploração de bacias sedimentares de nova fronteira; (ii) à exploração e lavra terrestre; (iii) a descobertas petrolíferas de pequeno e médio portes – como as observadas na Bacia do Parnaíba; e (iv) ao aumento de participação de pequenos e médios operadores⁶.

Contribuições

As propostas da ENEVA são apresentadas abaixo, por capítulo (3; 5; 7), referenciando as páginas e itens/subitens a que se referem as menções ou compartilhamento de informações que poderão enriquecer o PDE 2026.

I. Capítulo 3 – Geração de Energia Elétrica

a) Empreendimentos de transmissão: interligação de Roraima ao subsistema Norte e restrições elétricas (Pág. 59 – Item 3.2 – “Diretrizes e Premissas”)

- A ENEVA possui 1,8 GW de capacidade instalada no subsistema Norte, o que corresponde a **52%** de toda a potência térmica daquele subsistema⁷. Questões tais como

⁵ Página 63 do Plano Decenal de Expansão de Energia 2026.

⁶ Art. 3º, incisos de IV a VII, da diretriz

⁷ Informativo Preliminar Diário de Operação do ONS, agosto de 2017. 78% da capacidade térmica da ENEVA no subsistema Norte é a gás natural e 22% a carvão.



interligações de redes, restrições elétricas e inclusão de novos consumidores ao SIN, com as políticas de universalização de acesso, são importantes no planejamento dos geradores termelétricos desse subsistema.

- Não obstante, segundo o Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016 da EPE, Roraima correspondeu a apenas **2,6% do consumo elétrico do subsistema Norte**, com 883 GWh em 2015. Trata-se da única unidade federativa ainda não interligada ao SIN e a com menor consumo de eletricidade (0,2% do total nacional).

- O PDE 2026 adota a entrada em operação dos empreendimentos de energia com base no acompanhamento do Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico (DMSE). Nesse sentido, a interligação Manaus-Boa Vista é listada como um dos projetos “sem previsão”, com início de operação previsto para janeiro de 2024.

- A adoção do cenário supramencionado denota uma postura mais conservadora da expansão, uma vez que a *LT 500 kV Eng. Lechuga - Equador - Boa Vista, SE Equador e SE Boa Vista (T2012-033-A)*, responsável pela interligação AM-RR, tem operação comercial prevista para novembro de 2019 (i.e., 4 anos antes da operação prevista pelo PDE 2026), conforme Relatório de Monitoramento de Empreendimentos de Transmissão da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), de 11 de agosto de 2017⁸.

- Com relação aos empreendimentos da Abengoa, o PDE 2026 estima que o início de operação ocorra em janeiro de 2023. Nessa linha, conforme entendimento da ANEEL ao MME, expedido em 26 de abril de 2017 sobre a matéria, “*torna-se inevitável avaliar a possibilidade de operação do SIN (Sistema Interligado Nacional) sem as instalações de transmissão em questão, no mínimo, até 2022, ou até mesmo por período mais longo, o que, sem dúvida, pode comprometer a segurança do SIN*”. Neste caso específico, observa-se melhor casamento das expectativas.

b) Preços do gás natural para as UTEs (Pág. 63 – Item 3.3 – “Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta”)

- O PDE 2026 explicita que “*a opção a gás natural se apresenta até o momento como a referência natural para a expansão de geração termelétrica. A curto e médio prazos, o GNL importado representa o combustível padrão para o desenvolvimento de novas usi-*

⁸ Muito embora não se deva negligenciar o fato de que PDE 2026 tenha utilizado como referência a reunião de setembro de 2016 do DMSE, em que não havia previsão para conclusão do licenciamento ambiental (sem data-tendência), o descolamento de prazos é perceptível.



nas". Mais adiante, "a oferta termelétrica foi estabelecida considerando projeções de preço de combustível e disponibilidade para as usinas no momento de implantação das mesmas".

• Em relação aos preços, formados a partir dos custos, recordamos o estudo do Plano de Expansão da Malha Dutoviária de Gás Natural ("PEMAT"), realizado pela EPE/MME em 2014, que estimou o custo de produção de gás no Brasil por cada tipo de projeto, conforme Tabela 1 abaixo⁹. O custo de produção de gás natural em terra, seja associado (US\$ 0,56/MMBTU) ou não associado (US\$ 1,13/MMBTU), é muito mais competitivo que o verificado na lavra marítima. No caso de produção de campos com reservatórios de gás não associado, o custo de um projeto típico estimado pelo MME equivale a:

- Mar: 24% do custo do gás não associado – pós sal;
- Mar: 23% do custo do gás associado – pós sal;
- Mar: 15% do custo do gás associado – módulo 1 do Pré-Sal;
- Mar: 20% do custo do gás associado – módulo 2 do Pré-Sal; e
- Mar: 22% do custo do gás associado – módulo 3 do Pré-Sal.

Tabela 1 – Custos de produção em projetos típicos de gás no Brasil (US\$/MMBTU)

Gás Não Associado – Campos em Terra	1,13
Gás Não Associado – Campos no Mar (Pós-Sal)	4,73
Gás Associado – Campos em Terra	0,56
Gás Associado – Campos no Mar (Pós-Sal)	4,95
Gás Associado – Campos no Mar (Pré-Sal) – 1 módulo de produção	7,70
Gás Associado – Campos no Mar (Pré-Sal) – 2 módulo de produção	5,59
Gás Associado – Campos no Mar (Pré-Sal) – 3 módulo de produção	5,04
Gás Não Convencional – Campos em Terra	6,00

Fonte: MME e EPE, 2014.

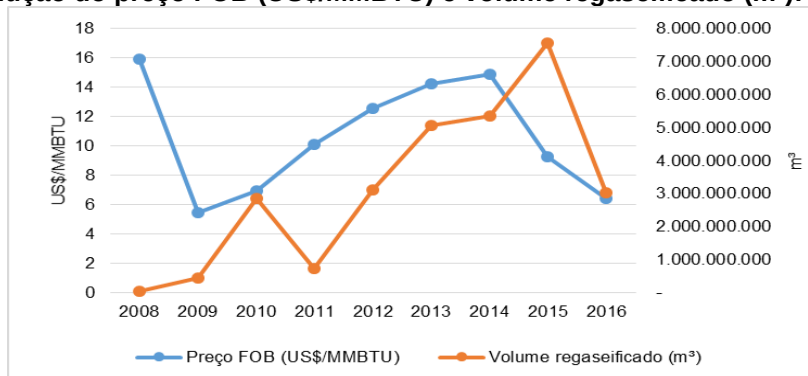
• No tocante ao GNL importado, de acordo com o Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME¹⁰, entre 2008 e 2016, o preço FOB ponderado¹¹, que não inclui frete e seguro, foi de US\$ 11,03/MMBTU. O Gráfico 1 demonstra a evolução do preço FOB do GNL e do volume de gás regaseificado, de forma que o aumento do preço foi acompanhado pelo aumento da demanda por GNL no período.

⁹ Esses dados foram reproduzidos no estudo "Gás Natural em Terra: uma Agenda para o Desenvolvimento e Modernização do Setor", de elaboração do Grupo de Economia da Energia/UFRJ para a Confederação Nacional da Indústria ("CNI"), 2015.

¹⁰ Edição nº 122, de abril de 2017.

¹¹ O cálculo do preço ponderado foi realizado a partir do volume regaseificado, isto é, o volume de gás natural que, em fase gasosa, equivalente ao volume de GNL. Os valores são calculados considerando a massa específica do GNL igual a 456 kg/m³ e a razão de conversão volume gasoso-líquido igual a 600:1, conforme adoção do MME.

Gráfico 1 – Evolução do preço FOB (US\$/MMBTU) e volume regaseificado (m³): 2008-2016



Fonte: MME (2017)

• Considerando o princípio da modicidade tarifária do setor elétrico, a origem do gás (nacional, importado) como recurso de geração é basilar para o preço do combustível de usinas térmicas. Em 2015, observa-se que a geração elétrica foi responsável por 47% da demanda total (Tabela 2), ao passo que a participação do GNL na oferta (17%) ultrapassou a participação do gás nacional em terra (12%). O gás natural terrestre possui preços mais módicos para a geração, com custos variáveis menores, como demonstrado no caso do Complexo Termelétrico do Parnaíba (“Complexo Parnaíba”, 1,4 GW). Vale destacar que a importação de GNL possui forte correlação com o consumo de gás natural por geração elétrica ($\rho = 0,9$)¹².

Tabela 2 – Participação da geração elétrica na demanda e do GNL/Gás em Terra na oferta: 2012-2016

	2012	2013	2014	2015	2016
Participação da Geração – Demanda Total de Gás Natural, Balanço Nacional	31%	44%	47%	47%	37%
Participação do GNL – Oferta Total de Gás Natural, Balanço Nacional	11%	15%	19%	17%	5%
Participação do Gás em Terra – Oferta Total de Gás Natural, Balanço Nacional	16%	13%	12%	12%	15%

Fonte: MME (2017) e ANP (2017)

• Destaca-se, ainda, que o Brasil foi o primeiro país do mundo a importar GNL de *shale* dos Estados Unidos, em caminho diverso à sua autossuficiência energética¹³.

• Como já mencionado, a ENEVA desenvolveu um modelo de geração elétrica através da adoção do *reservoir-to-wire*, modelo do qual foi pioneira. Esse modelo caracteriza-se pela geração de usinas próximas aos poços produtores de gás, permitindo a modicidade

¹² Correlação calculada entre o período entre as matrizes mencionadas na Tabela 2.

¹³ The American Interest. 25 de fevereiro de 2016.



tarifária com custos variáveis menores no Estado do Maranhão, em um dos maiores parques térmicos do Brasil¹⁴.

- Com base nesse entendimento, este Ministério recentemente divulgou, em seu relatório do Grupo de Trabalho de Política Energética para as Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (“Relatório E&P”), de abril de 2017 que **“espera que o sucesso do modelo de monetização do gás natural na Bacia do Parnaíba possa ser levado a outras bacias e que o sucesso exploratório em áreas remotas ou de fronteira exploratória também possa ser monetizado de forma célere e responsável”**.

- O PDE 2026 destaca que **“na indisponibilidade de gás natural, principalmente por eventuais restrições de infraestrutura de oferta, ou cenários mais restritivos para os aproveitamentos hidrelétricos, a opção pelo carvão mineral possa se apresentar como solução alternativa de expansão”** (pág. 63).

- Sobre essa temática, o mesmo Relatório E&P supramencionado esclarece que **“há que se ter em consideração ainda, relativamente ao gás em terra, a quebra de paradigma em relação à necessidade de infraestrutura de transporte do energético para os centros de consumo, em vista de iniciativas que montaram termelétricas junto às jazidas e utilizaram-se do Sistema Interligado Nacional de Energia Elétrica como opção de monetização do gás natural (caso exitoso da Bacia do Parnaíba, já comentado anteriormente)”**, visão suportada pela ENEVA.

- O Relatório de E&P explicita ainda que **“historicamente, o patamar de dependência externa do Brasil em gás natural tem sido em torno de 50% e este, apenas para fins de comparação, também é o nível atual de dependência externa de gás natural na Europa. Diante desse nível de dependência externa em gás natural no Brasil, que pode aumentar com a construção dos novos terminais de regaseificação de GNL, impõe-se uma reflexão sobre a segurança energética do fornecimento de gás natural, inclusive em relação aos impactos econômicos devido à volatilidade dos preços internacionais do gás natural (exposição a choques de preços internacionais e a variações cambiais)”**.

- Questões relacionadas à produção e oferta de gás natural serão melhor elaboradas nas análises dos capítulos seguintes (5;7).

c) **Previsibilidade de Despacho Térmico (Págs. 78, 80 – Item 3.5.1 – “Caso 1: Expansão de Referência”)**

¹⁴ As UTEs do Complexo Parnaíba são as primeiras na ordem de mérito no subsistema Norte, classificadas dentre as com menores Custos Variáveis Unitários – CVUs do Brasil, conforme dados do ONS (IPMO).



• Sobre previsibilidade de despacho térmico, ressaltam-se as seguintes conclusões do PDE 2026 no cenário de referência, questão significativa aos geradores de UTEs no SIN:

- i. Expansão por usinas hidrelétricas a fio d'água elevarão a energia armazenável máxima do SIN em menos de 1% entre 2017 e 2026. O SIN deverá operar com característica sazonal marcante, com “enorme dificuldade de estocar [água] nos momentos de excesso para utilização nos momentos de escassez” – “traz maior previsibilidade de despacho termelétrico”. Essa tendência tem sido observada já no ano de 2017.
- ii. Apesar da tendência de redução dos vertimentos, os valores se mantêm elevados, sinalizando a “baixa probabilidade de o sistema exigir geração termelétrica, por razões energéticas, nesses meses”. Aqui, cabe mencionar que as UTEs servirão cada vez mais para manter o nível dos reservatórios antes de findos os períodos chuvosos, em suporte de maior importância para as UHEs de menor regularização. Vale relacionar que a inflexibilidade sazonal declarada pré-leilão para UTEs, conforme Portaria MME nº 318/2017, está em linha com “a previsibilidade das características do sistema” aqui mencionadas.
- iii. Considerando a demanda máxima, observa-se a necessidade de geração complementar para o atendimento firme do suprimento, após entrada expressiva de fontes intermitentes e da redução de capacidade de regularização dos reservatórios. Segundo o PDE 2026, essa complementação será **“realizada totalmente pelo parque térmico existente e já contratado, embora composto em quase sua totalidade por usinas por usinas que não possuem características específicas para o atendimento à ponta”**. Conforme reconhecido pelo PDE 2026, as UTEs para operação na ponta são aquelas de partida rápida. **Para atendimento em algum patamar único de carga, é necessário que haja remuneração adequada desses empreendimentos (nos períodos de rampa, especialmente) para não comprometer a viabilidade econômica da geração complementar no decênio.**
- iv. O atendimento da geração complementar à demanda máxima, conforme mencionado, deverá ser realizado pelas UTEs existentes, devendo “ocorrer em todos os meses do ano, sendo que a maior necessidade deve se dar entre setembro e abril” – trata-se de grande parte do período úmido dos subsistemas, que deveriam aproveitar a geração hidrelétrica na ótica de previsibilidade de despacho termelétrico. Ademais, os vertimentos nos momentos de menor demanda horária (madrugada, conforme simulação) requerem a necessidade de complementação da oferta [incluída a térmica, dada a flexibilidade operacional] nos instantes de demandas mais elevadas.



d) Mitigação e adaptação (Pág. 94 – Box 3.5 – “Mudanças Climáticas e Geração de Eletricidade”)

- O PDE 2026 relaciona diretamente a necessidade de separar as dimensões de **mitigação** e de **adaptação** a mudanças climáticas, especialmente considerando a vocação hidrelétrica da matriz brasileira. Para tanto, cita diversos estudos, listados na Tabela 12 do relatório: (i) dois trabalhos que estudaram o sistema brasileiro: Marangon et al (2014) e Schaeffer et al (2008); e (ii) outros dois trabalhos que estudaram o sistema colombiano: UPME (2015) e UPME (2013).

- Ressalta-se, no entanto, que foi omitido o Relatório “*Adaptação às mudanças climáticas no Brasil: cenários e alternativas*”, de maio 2015 (mais recentes que os demais estudos mencionados), elaborado pela UFRJ e PSR, por solicitação da Secretaria Especial de Assuntos Estratégicos da Presidência da República (“SAE”). No referido estudo, são adotados dois cenários:

- **Cenário RCP 8.5**, que propõe um SIN sem preocupação explícita com a mitigação dos gases do efeito estufa (“GEE”), com o mundo de forçamento radiativo de 8.5 w/m² em 2100; e
- **Cenário RCP 4.5**, que propõe um SIN com **medidas de mitigação** dos efeitos climáticos, sendo que o Brasil seria membro integrante do esforço de combate ao forçamento radiativo, passando para 4.5 w/m² em 2100.

- Com relação aos modelos, foram rodados o SDDP, da PSR, e o MESSAGE-Brasil, da COPPE/UFRJ, bem como a adoção de projeções hidrológicas do INPE/FUNCEME, através do HADGEM2-ES e MIROC5, de utilização internacional consagrada.

- O referido documento aponta para uma tendência significativa de redução das vazões médias das principais UHEs brasileiras. Na adoção do HADGEM2-ES (RCP 8.5), por exemplo, é projetada uma descontinuidade das vazões históricas e as projetadas pelo INPE/FUNCEME com redução entre 38% e 57% das vazões naturais das UHEs de Furnas, Sobradinho, Itaipu e Tucuruí, sendo necessárias medidas de adaptação para evitar déficits energéticos. Tais **medidas de adaptação** são endereçadas por modelagens e poderiam ser utilizadas para avaliação técnica da EPE.

II. Capítulo 5 – Produção de Petróleo e Gás Natural e Capítulo 7 – Oferta de Gás Natural

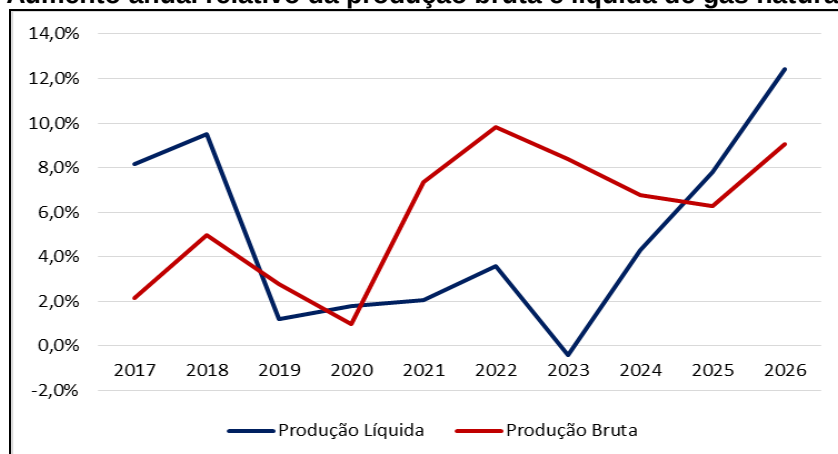
e) Razão produção líquida/produção bruta (Pág. 151 – Item 5.2 – “Previsão de Produção de Gás Natural”)

• A análise da produção líquida de gás natural prevista para o decênio sugere um aumento inferior ao observado para a produção bruta, explicação provável para uma elevação dos níveis de reinjeção nos reservatórios com a entrada em operação de ativos do Pré-Sal. Tal situação compromete, em parte, o gás disponível para a oferta de suprimento (Gráfico 2). Segundo dados deste Ministério¹⁵, apenas 53,2% da produção nacional de gás natural é aproveitada para a composição da oferta nacional (média até abril de 2017). A reinjeção corresponde a 26,1% da produção, seguida pelo consumo nas unidades de E&P (12,7%), absorção em UPGNs (4,4%) e queimas/perdas (3,6%).

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Produção Líquida (Δ%)	8,2%	9,5%	1,2%	1,8%	2,0%	3,6%	-0,4%	4,3%	7,8%	12,4%

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Produção Bruta (Δ%)	2,1%	5,0%	2,8%	1,0%	7,4%	9,8%	8,4%	6,8%	6,3%	9,1%

Gráfico 2 – Aumento anual relativo da produção bruta e líquida de gás natural (2017/2026)



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do PDE 2026

• A partir de 2023, observa-se uma inversão dessa tendência, especialmente pela produção de “recursos não-descobertos contratados”, que terá um aproveitamento líquido próximo a 85% do valor bruto (provavelmente com a produção de ativos terrestres já contratados pela União). Na Bacia do Parnaíba, em que a ENEVA é a única operadora com produção de hidrocarbonetos, o gás disponível de 2016 (descontando queimas, perdas, consumo próprio) representou 99,4% da produção total, o que corrobora diretamente com os objetivos da Política Energética Nacional (Lei nº 9.478/1997)¹⁶.

¹⁵ Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Edição nº 122, de abril de 2017.

¹⁶ Essa situação é ainda mais crítica se considerado que, de acordo com o PDE 2026, observa-se no decênio a necessidade de geração complementar para atendimento da ponta. Esse suprimento poderá ser realizado por usinas térmicas a gás natural em ciclo combinado, conforme Box 7.1. Com o atendimento da demanda termelétrica de ponta, partir do ano de 2023, parte das termelétricas bicomcombustíveis terá que operar com o combustível substituto que não o gás natural, haja vista a restrição da oferta disponível (pág. 187).

f) Pág. 151 – Item 5.2 (“Previsão de Produção de Gás Natural”) – produção de recursos não convencionais de gás

• O PDE prevê a produção de 3 Mm³/d de gás não convencional, com início estimado ao término do decênio e expectativa principalmente para a Bacia do São Francisco, que possui descobertas em avaliação de concessionários. Outrossim, atentamos no Esquema 1 para o potencial volume recuperável de gás não convencional em outras bacias sedimentares brasileiras, conforme entendimentos da ANP (2012), do MME (2012) e da *Energy Information Administration* (Estados Unidos, 2015).

Esquema 1 – Estimativas de volumes recuperáveis de não convencionais (TCF)

Estimativas da ANP

Bacia	Volume recuperável de gás (TCF)
Parnaíba	64
Parecis	124
Recôncavo	20
São Francisco	80
Total	288

Fontes:

- 1) Magda Chambriard, 2012, **ANP**: “Perspectivas para o Gás Natural e o Plano Plurianual de Geologia e Geofísica da ANP”
- 2) Olavo Colela, 2012, **ANP**: “Reservas Brasileiras de gás convencional e potencial para gás não convencional”
- 3) Symone Araújo, 2012, **MME**: “Seminário Gás Não Convencional”

Estimativas da EIA (US)

Bacia	Volume recuperável de gás (TCF)
Paraná	80,5
Solimões	64,6
Amazonas	99,9
Total	245

Fonte:

- U.S. Energy Information Administration (**EIA**), 2015: “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Brazil”

Total estimado (ANP + EIA) = 533 TCF



De acordo com a SDP/ANP (BAR), em 2015, o Brasil possuía:

Reservas provadas de gás: **15 TCF**
Reservas totais de gás: **26 TCF**

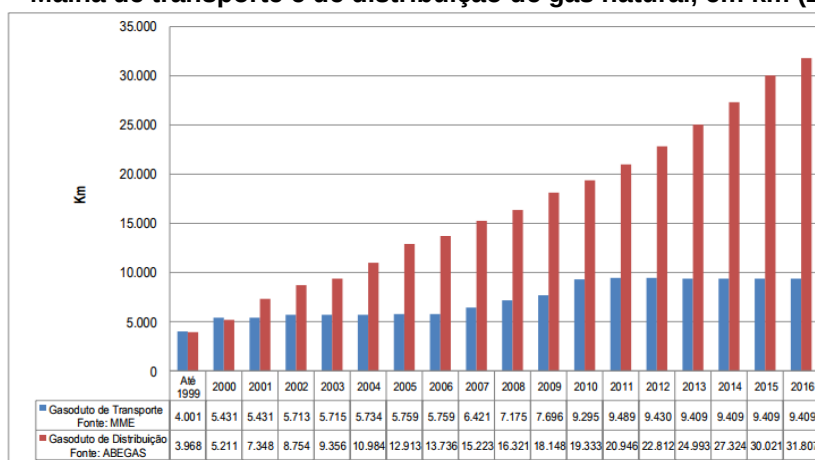
g) Pág. 179 – Item 7.1 (“Infraestrutura”) – aumento da malha de transporte

• Registra-se que, conforme explicitado no PDE 2026, a malha de transporte no Brasil é composta por 9.409 km de gasodutos. Conforme observado no Gráfico 3 que segue, em 2011, dois anos após a promulgação da Lei nº 11.909/2009 (“Lei do Gás”), a malha brasileira era composta por 9.489 km. A extensão dos gasodutos permanece a mesma há mais de quatro anos, após a verificada redução de quilometragem, o que compromete a capacidade de infraestrutura para monetização do gás natural. O Complexo Parnaíba (1,4 GW; capacidade de processamento máxima de 8,8 Mm³/d) torna-se, portanto, um empreendimento que viabiliza o aproveitamento comercial do gás natural dada a infraestrutura



incipiente de transporte até os centros consumidores, conforme entendimento já exarado por este Ministério¹⁷.

Gráfico 3 – Malha de transporte e de distribuição de gás natural, em km (2000-2016)



Fonte: MME (2017)

• Com relação aos investimentos previstos em bacias sedimentares de nova fronteira exploratória, o PDE 2026 aponta que a construção de UPGNs nas bacias de (i) Parecis/MT, (ii) Parnaíba/MA, (iii) São Francisco/MG, (iv) Acre-Madre Dios/AC, (v) Foz do Amazonas/AP e (vi) Amazonas/AM deverá processar uma oferta potencial de 8 Mm³/d nos sistemas isolados, o que representaria R\$ 7 bilhões em investimentos (pág. 193). A oferta potencial praticamente dobraria a capacidade de processamento do Parque dos Gaviões, já existente na Bacia do Parnaíba e responsável por 5% da produção nacional de gás natural.

Sendo o que nos prestava para o momento, reiteramos a importância dessa Consulta Pública e nos mantemos a disposição para prestar quaisquer esclarecimentos adicionais que se façam necessários.

ENEVA S.A.

¹⁷ “Neste cenário, seria interessante que a oferta de áreas para exploração e produção de hidrocarbonetos busque estimular atividades em bacias terrestres com vocação de ocorrência de jazidas de gás natural. De fato, a ampliação e a diversificação geográfica, da oferta de gás natural em bacias terrestres podem contribuir para a expansão e integração da infraestrutura necessária, criando um círculo virtuoso para a consolidação da indústria e do mercado de gás natural. A ampliação da oferta de gás natural em diversas bacias terrestres pode incentivar ainda o desenvolvimento regional.

Há que se ter em consideração ainda, relativamente ao gás em terra, a **quebra de paradigma em relação à necessidade de infraestrutura de transporte do energético para os centros de consumo**, em vista de iniciativas que montaram termelétricas junto às jazidas e utilizaram-se do Sistema Interligado Nacional de Energia Elétrica como opção de monetização do gás natural (caso exitoso da Bacia do Parnaíba, já comentado anteriormente)”. – Relatório do Grupo de Trabalho de Política Energética para as Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (“Relatório E&P”), de abril de 2017.