

NOVO MERCADO DE GÁS



GT Integração Gás e Energia Elétrica Nota Técnica

Visão do planejamento energético de médio e longo prazos.

Levantamento de custos e riscos da interface dos setores de gás natural e energia elétrica.

Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



MINISTÉRIO DA
ECONOMIA





MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Titular: Bruno Eustáquio Ferreira Castro de Carvalho
Suplente: Symone Christine de Santana Araújo

Visão do planejamento energético de médio e longo prazos



MINISTÉRIO DA ECONOMIA

Titular: Gustavo Gonçalves Manfrim
Suplente: Mauricio Marins Machado

Levantamento de custos e riscos da interface dos setores de gás natural e energia elétrica



CASA CIVIL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA

Titular: Daniela Ferreira Marques
Suplente: José Cruz Filho



CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA

Titular: Alexandre Barreto de Souza
Suplente: Guilherme Mendes Rezende



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

Titular: Helio da Cunha Bisaggio
Suplente: Mario Jorge Figueira Confort



EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Titular: Marcelo Ferreira Alfradique
Suplente: Gabriel de Figueiredo da Costa

16 de setembro de 2020

Sumário Executivo

Neste documento são abordados dois temas principais: (i) a visão do planejamento energético de médio e longo prazos para os setores de gás natural e eletricidade, com foco numa visão de integração entre os setores; e (ii) considerações sobre custos e riscos da interface destes setores. O objetivo deste trabalho é apresentar informações estratégicas para auxiliar na tomada de decisões de política energética e contribuir para as discussões de possíveis aperfeiçoamentos na integração energética entre os setores de gás natural e energia elétrica no presente Grupo de Trabalho.

Com relação à visão de planejamento de médio prazo, de acordo com o PDE 2029, verifica-se que as termelétricas a gás natural poderão ter papel fundamental no atendimento à confiabilidade e flexibilidade do sistema elétrico nacional, podendo atender a requisitos de capacidade (ou à demanda de ponta) e, eventualmente, de flexibilidade (para compensar a variabilidade da geração não controlável, como eólica e solar, ou restrições sazonais na geração hidrelétrica).

No cenário de referência do PDE 2029¹, verifica-se a expansão da capacidade instalada da matriz elétrica ancorada basicamente em três fontes principais: usinas eólicas, fotovoltaicas, inclusive em geração distribuída, e termelétricas a gás natural, cuja expectativa de expansão é de cerca de 23 GW. Contudo, neste cenário a expectativa média de geração das usinas é abaixo de 5%, em média, ao longo do horizonte decenal, resultando numa expansão média de consumo de gás natural da ordem de 1,3 milhão de metros cúbicos por dia em 2029, comparado a 2019. Este valor representa menos de 15% da expectativa de expansão total da demanda de gás natural.

Em cenário alternativo, considerando o Novo Mercado de Gás, abundância de oferta de gás natural e preços bastante competitivos, nota-se elevada sensibilidade da composição da matriz elétrica ao final do horizonte decenal em relação aos preços de gás natural, com possibilidade de expansão de até 11 GW de capacidade instalada de termelétricas a gás natural. Ao contrário das termelétricas do cenário de referência, estas usinas podem apresentar fator de capacidade entre 50% e 80%, o que amplia substancialmente a participação do gás natural dedicado à geração elétrica, podendo substituir parcialmente a expansão de fontes de geração de energia como hidrelétricas e eólicas.

Esta sensibilidade da expansão da capacidade instalada das termelétricas em relação aos preços de gás natural é verificada também em cenário de longo prazo, nos trabalhos do PNE 2050. Além da variável “preço do gás”, a expansão também dependerá da concorrência a ser enfrentada com a expansão das hidrelétricas, cujos desafios estão associados basicamente a barreiras socioambientais. Entre as recomendações às políticas de longo prazo apontadas no PNE 2050, é latente a questão do tratamento legal e regulatório da distribuição de gás canalizado junto às autoridades estaduais, em benefício de uma harmonização regulatória entre os estados. Este tema já vem sendo estudado no âmbito do Programa Novo Mercado de Gás.

¹ Cabe destacar que o PDE 2029 foi elaborado ao longo do ano de 2019 e aprovado no início de 2020 pelo MME por meio da Portaria nº 38, de 11 de fevereiro de 2020, ou seja, a previsão de demanda que resultou nos números indicados pelo relatório é anterior à crise econômica do covid-19.

No que diz respeito às considerações sobre custos e riscos da interface dos setores, são apontados como desafios à expansão da produção de gás doméstico: (i) a concorrência com o gás internacional (Bolívia e GNL); (ii) a concorrência da produção de gás com a produção de óleo, quando a reinjeção do gás promove aumento da produção do óleo; e (iii) interesse secundário na monetização do gás na produção em campos associados, especialmente considerando as fragilidades comerciais e de infraestrutura no mercado nacional ainda em desenvolvimento.

O presente documento apresenta, de maneira sucinta, os mercados existentes para comercialização de energia elétrica no Brasil, considerando alguns aspectos qualitativos e de riscos referentes a cada um. Entre os modelos de negócio de suprimento à geração termelétrica vigentes no país, destacam-se as soluções recentemente contratadas para atendimento ao Sistema Interligado Nacional (SIN): *reservoir-to-wire*, UTE interligado a terminal de GNL e UTE com suprimento de gás natural *offshore* de produção nacional. Cabe destacar que a expansão da geração termelétrica a gás, que tem ocorrido nos últimos 5 anos, não está interligada à malha de transporte, indicando que o setor elétrico, apesar de ser considerado um consumidor expressivo, não tem contribuído para a expansão da infraestrutura efetiva do mercado de gás (especialmente no que se refere à malha de transporte), tendo em vista a lacuna na consolidação da indústria de rede.

Para os sistemas isolados, o modelo de suprimento via GNL em pequena escala se apresenta como solução economicamente competitiva e ambientalmente mais vantajosa que o atual parque de geração a diesel e a óleo combustível em diversos casos. Haja vista o resultado do Leilão do Sistema Isolado de Roraima em 2019, no qual um projeto termelétrico a gás natural, com suprimento via GNL de pequena escala, a partir de gás nacional, venceu o certame. Ressalta-se ainda que o lance vencedor trouxe economia expressiva para o consumidor de eletricidade comparado à geração a diesel.

Índice

1	Análise do Planejamento Energético: PDE 2029	4
1.1	<i>Histórico</i>	4
1.2	<i>Novo Mercado de Gás no PDE 2029</i>	7
1.2.1	Geração Centralizada	8
1.2.2	Demanda de Gás Natural	13
1.2.3	Oferta de Gás Natural	15
1.2.4	Balço de Gás Natural na Malha Integrada	16
1.2.5	Investimentos em Infraestrutura de Gás Natural	17
1.2.6	Oferta Interna de Energia	18
1.3	<i>Novos Instrumentos de Planejamento Associados à Expansão do Setor de Gás Natural</i>	19
1.4	<i>Análises Complementares do Setor Elétrico</i>	20
2	Análise do Planejamento Energético: PNE 2050	24
2.1	<i>Avaliação das Simulações de Expansão Elétrica</i>	24
2.2	<i>Recomendações para Políticas de Longo Prazo</i>	28
3	Considerações sobre Custos e Riscos da Interface dos Setores de Gás Natural e Energia Elétrica	30
3.1	<i>Riscos e Oportunidades ao Setor de Gás Natural</i>	30
3.1.1	Competição com Outros Energéticos e Gás Importado	31
3.1.2	Oferta e Demanda	31
3.2	<i>Aspectos Correlatos ao Setor Elétrico</i>	32
3.3	<i>Mercados para Comercialização da Geração Termelétrica a Gás Natural</i>	35
3.3.1	Leilões de Energia no Ambiente de Contratação Regulada - ACR	36
3.3.2	Ambiente de Contratação Livre - ACL	37
3.3.3	Mercado de Curto Prazo	38
3.3.4	Geração Distribuída	39
3.4	<i>Principais Modelos de Negócio das Usinas Termelétricas a Gás Natural no Brasil</i>	40
3.4.1	Reservoir-to-Wire	41
3.4.2	UTE Integrada ao Terminal de GNL	42
3.4.3	UTE Interligada à Malha de Gasoduto de Transporte	42
3.4.4	UTE com Suprimento de Gás Natural (<i>Offshore</i>) de Produção Nacional	44
3.4.5	UTE com Suprimento de GNL em Pequena Escala	44
3.5	<i>Aspectos Relacionados às Regras para Participação de Termelétricas a Gás Natural em Leilões de Energia Elétrica</i>	45
3.5.1	Limites de Inflexibilidade	46
3.5.2	Empreendimento Marginal	47
3.5.3	Comprovação da Disponibilidade de Combustível	47
3.5.4	Riscos Associados à Flexibilização da Comprovação de Disponibilidade de Combustível	51
3.5.5	Custos com Combustível e Prazos Contratuais	53
3.5.6	Novas Formas de Contratação da Geração para Adequabilidade de Suprimento	55
4	Considerações Finais	57

1 Análise do Planejamento Energético: PDE 2029

Com as discussões e o desenho do programa Novo Mercado de Gás (NMG) ganhando forma durante o primeiro semestre de 2019, o gás natural passou a ser um dos principais focos da política energética. Ao longo do documento do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2029, é possível verificar esta relevância descritas nos capítulos 2 (Demanda de Energia), 3 (Geração Centralizada de Energia Elétrica), 7 (Gás Natural) e 11 (Consolidação dos Resultados) do PDE. Adicionalmente, o documento contém um capítulo suplementar (Integração dos Setores de Gás Natural, Elétrico e Industrial), que apresenta de modo concatenado as informações distribuídas ao longo do documento, além de estudos de sensibilidade para cenários de maior sucesso de produção e escoamento do gás natural oriundo do pré-sal.

Junto a outras iniciativas no âmbito do governo federal, como os Programas Abastece Brasil², Renovabio³ e o GT Modernização do Setor Elétrico⁴, o NMG tem o potencial de promover o desenvolvimento de mercados energéticos, alterando os requisitos de oferta e a demanda energética estimada. Em particular, o NMG busca propor medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural, estabelecendo-se mercado com diversidade de agentes, liquidez, competitividade, acesso à informação e boas práticas, para que possa, desse modo, contribuir para o desenvolvimento do País.

Este resumo do PDE está estruturado em 4 tópicos, retomando em boa parte o que consta no Capítulo 12. No tópico 1.1, faz-se uma descrição da evolução histórica do programa NMG como instrumento para a viabilização de um mercado competitivo de gás natural. No tópico 1.2, descreve-se como o NMG afeta as perspectivas da matriz energética no horizonte decenal, de acordo com o PDE 2029. No tópico 1.2.3, aponta-se a relação do NMG com outros instrumentos de planejamento, em particular o PIPE e o PIG, recentemente lançados. No tópico 1.2.4, estudos adicionais aos elaborados no PDE 2029 são apresentados para complementar as análises realizadas.

1.1 Histórico

O NMG, lançado pelo governo federal em julho de 2019, é um programa com o objetivo de criar mercado competitivo de gás natural de modo a atrair investimentos para o setor e melhorar a competitividade desta fonte energética no Brasil. Suas origens remontam à iniciativa “Gás para Crescer⁵, de 2016, cujas propostas, discutidas amplamente com a sociedade, delineavam os principais contornos de um novo mercado de gás no País, com foco no crescimento do número de agentes, na introdução de conjunto de mudanças no arcabouço regulatório capaz de estimular um mercado de gás natural mais competitivo e

² Para maiores informações acesse: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/abastece-brasil>.

³ O detalhamento deste programa encontra-se em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/renovabio>.

⁴ Para mais detalhes sobre este grupo de trabalho acesse: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico>.

⁵ Para mais informações sobre esta iniciativa, acesse: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/gas-para-crescer>.

atrair novos investimentos. Por sua vez, a entrada de novos agentes, tanto por meio de novos projetos que possam disponibilizar gás natural ao mercado, quanto por meio do acesso de terceiros às instalações existentes, levaria a melhor utilização de suas capacidades instaladas por meio de negociações entre os agentes em base econômica e de forma não discriminatória, possibilitando, assim, maior competitividade do gás natural frente a outros energéticos substitutos e maiores volumes de oferta disponível a preços competitivos pelos setores de consumo.

Nessa direção, em abril de 2019, o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE aprovou a Resolução nº 4, de 9 de abril de 2019, instituindo o Comitê para Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural, com competência para propor medidas de estímulo à concorrência no mercado de gás natural e ações a entes federativos para a promoção de boas práticas regulatórias, além de encaminhar ao CNPE recomendações de diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural.

Em junho de 2019, o CNPE aprovou a Resolução nº 16, estabelecendo diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural. Especificamente, uma transição para um mercado concorrencial de gás natural foi definida a partir da definição de princípios a serem observados, as etapas a serem realizadas, de forma coordenada, a possibilidade de incentivos estaduais e diretrizes para o agente com posição dominante no setor de gás natural.

Em julho de 2019, o Decreto nº 9.934 instituiu o Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN) com a finalidade de monitorar a implementação das ações necessárias à abertura do mercado de gás natural e propor ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) eventuais medidas complementares. O CMGN é formado por membros do Ministério de Minas e Energia, Casa Civil da Presidência da República, Ministério da Economia, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE). Dentre as ações tomadas para maior abertura do mercado de gás natural, foi fundamental a assinatura do Termo de Compromisso de Cessação de Prática - TCC - entre a Petrobras e o CADE, relacionado a investigações sobre supostas condutas anticompetitivas da empresa no mercado de gás natural. Por meio do TCC, a Petrobras comprometeu-se a vender ativos relacionados ao mercado de gás natural, de modo a impedir a ocorrência dos fatos investigados no futuro e incentivar maior concorrência no setor. Ainda como desdobramento do TCC, a Petrobras abriu mão da exclusividade na contratação de capacidade nos seus gasodutos de transporte, além de ter indicado volumes máximos de injeção e retirada nos pontos da malha do sistema de transporte dutoviário. Outro importante marco foi a retomada do processo de chamada pública, pela qual a ANP, em momento oportuno, irá contratar a capacidade de transporte renunciada pela Petrobras. No novo processo, a empresa não poderá participar e os participantes que arrematarem a capacidade renunciada firmarão contratos de transporte com a TBG com vigência até 31/12/2020.

A essas ações, soma-se ainda a apresentação do Parecer do Deputado Silas Câmara com a proposta de um substitutivo ao PL nº 6.407/2013⁶, em linha com as diretrizes gerais do programa NMG. O substitutivo

⁶ Para mais detalhes e acompanhamento deste processo acesse: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=593065>.

apresentado estabelece, entre outros: regime de autorização para as atividades de transporte e estocagem; acesso de terceiros às infraestruturas essenciais de gás natural (escoamento, processamento e terminais de Gás Natural Liquefeito - GNL); mecanismos de independência da atividade de transporte de gás natural; mecanismos de redução da concentração na oferta de gás natural; regime de contratação de capacidade por entrada e saída na oferta dos serviços de transporte de gás natural; e área de mercado de capacidade, na qual incumbe ao gestor de área de mercado assegurar a atuação conjunta, coordenada e transparente dos transportadores. Findado o período para apresentação de emendas na Comissão de Desenvolvimento Econômico, Indústria, Comércio e Serviço (CDEICS), em 20 de novembro de 2019, a proposta passará para as próximas etapas de tramitação na Câmara.

Já em relação às modificações regulatórias ligadas ao NMG, a ANP estabeleceu um cronograma até 2023 para aprovação de uma série de instrumentos regulatórios, conforme a Tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Cronograma de Aprovação de Instrumentos Regulatórios ligados ao NMG.

Ano	Instrumento Regulatório
2020	Resolução sobre critérios de autonomia e independência dos transportadores
	Resolução sobre Interconexão entre gasodutos de transporte
	Revisão da Resolução ANP nº 15/2014 (que estabelece os critérios para cálculo das tarifas de transporte referentes aos serviços de transporte firme, interruptível e extraordinário de gás natural; e o procedimento para a aprovação das propostas de Tarifa de Transporte de gás natural encaminhadas pelos Transportadores para os Gasodutos de Transporte objeto de autorização)
2021	Diretrizes para a Elaboração Conjunta de Códigos Comuns de Acesso
	Revisão da Resolução ANP nº 51/2013 (que regulamenta a autorização para a prática de atividade de Carregamento de gás natural, dentro da esfera de competência da União)
	Revisão da Resolução ANP nº 52/2011 (que regulamenta: a autorização da prática da atividade de comercialização de gás natural, dentro da esfera de competência da União; o registro de agente vendedor, previsto no Decreto nº 7.382/2010; e o registro de contratos de compra e venda de gás natural)
	Revisão da Resolução ANP nº 37/2013 (estabelece critérios para a caracterização da ampliação da capacidade de gasodutos de transporte, compostos por todas as suas tubulações e instalações auxiliares)
	Mecanismos de Repasse de Receita entre os Transportadores de Gás Natural Interconectados
2022	Revisão da Resolução ANP nº 11/2016 (que regulamenta: a oferta de serviços de transporte pelos transportadores; a cessão de capacidade contratada sob a modalidade firme; a troca operacional de gás natural; a aprovação e o registro dos contratos de serviço de transporte de gás natural; e a promoção dos processos de chamada pública para contratação de capacidade de transporte de gás natural)
2023	Solução de Conflitos Relativos ao Acesso aos Terminais de GNL (Conciliação e Arbitramento)
	Caracterização do Sistema de Transporte de Gás Natural ⁷

1.2 Novo Mercado de Gás no PDE 2029

Como mencionado, o PDE é um documento elaborado anualmente com a finalidade principal de indicar, no horizonte decenal, as perspectivas de expansão do setor de energia dentro de uma visão integrada dos diversos energéticos. Tal visão é elaborada a partir de premissas, referências e metodologias descritas e discutidas com a sociedade ao longo do processo de apresentação do PDE, por meio das consultas públicas, de seminários, conferências, apresentações e *workshops* públicos.

Por sua vez, os diversos condicionantes que afetam a trajetória da expansão do setor de energia são afetados pela incerteza inerente do futuro, com crescente complexidade à medida que o horizonte se amplia. O PDE lida com tal incerteza por meio de análises de sensibilidade (alternativas “*what-if*”) que buscam dar, junto com a trajetória de referência, mais insumos para os tomadores de decisão e leitores

⁷ Agenda regulatória da ANP. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/noticias/5278-anp-divulga-agenda-regulatoria-no-ambito-do-novo-mercado-de-gas>

em geral conseguirem formar um entendimento mais abrangente da evolução da produção e do uso de energia no País. As análises de sensibilidade, por sua vez, são elaboradas, em vários casos, a partir da interação entre a EPE, o MME e a sociedade em geral.

Este tópico apresenta as perspectivas de demanda termelétrica de gás natural, a evolução da oferta e os desdobramentos sobre a matriz energética decorrentes do sucesso das medidas do NMG em conferir ao gás natural mais competitividade em relação aos demais energéticos no horizonte decenal, de acordo com as análises elaboradas ao longo dos capítulos 2 (Demanda de Energia), 3 (Geração Centralizada de Energia Elétrica), 7 (Gás Natural) e 11 (Consolidação dos Resultados).

1.2.1 Geração Centralizada

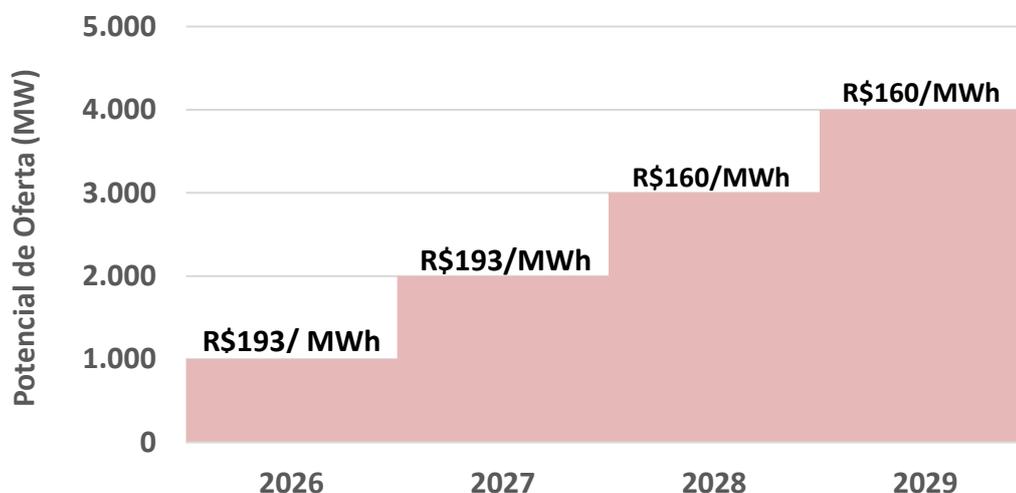
No capítulo de geração centralizada considerou-se como cenário de referência para o gás natural a condição de oferta sem os impactos do Programa NMG. Neste cenário, as ofertas disponíveis de gás natural foram GNL com preços de gás natural entre US\$8/MMBTU e US\$10/MMBTU, aproximadamente, em função do nível de inflexibilidade demandada por cada usina. Considerou-se também usinas abastecidas com gás natural (por exemplo, oriundo do pré-sal), com preço de gás a US\$5/MMBTU, mas com restrições de oferta e nível de inflexibilidade de 50%. Os custos variáveis unitários de geração das diversas opções de usinas a gás natural resultaram nos seguintes valores:

Tabela 1.2 – Valores de CVU das usinas indicativas a gás natural, ciclo combinado. Ano base 2019.
Fonte: PDE 2029 (2020).

Suprimento de Gás Natural	Inflexibilidade	CVU	Restrição de Oferta
GNL	0%	R\$336/MWh	-
GNL	50%	R\$307/MWh	-
GNL	80%	R\$287/MWh	-
GNL	100%	R\$272/MWh	-
Pré Sal	50%	R\$193/MWh	Máximo de 1 GW/ano de capacidade instalada, a partir de 2026

Em cenário alternativo, com o Programa NMG, a maior oferta de gás natural a preços competitivos em decorrência do sucesso na integração do setor de gás natural com o setor elétrico, incentiva a maior participação de termelétricas na matriz elétrica, aumentando a atratividade de usinas com inflexibilidade e, por conseguinte, menor custo total de investimento e operação para o sistema. Neste cenário, considera-se adicionalmente às opções acima apontadas, a oferta de gás natural ao preço de US\$4/MMBTU (que resulta em um CVU de R\$ 160/MWh), a partir de 2028, limitado ao máximo de 1 GW de capacidade instalada ao ano e inflexibilidade de 80%. A oferta de gás natural do pré-sal com o NMG, pode ser representada de acordo com a Figura 1.1.

Figura 1.1 – CVU das usinas indicativas do Pré-Sal. Ano base 2019.
Fonte: PDE2029 (2020).



A expansão indicativa obtida a partir dos cenários de referência e NMG, a partir do Modelo de Decisão de Investimento (MDI) se encontram na Tabela 1.3.

Tabela 1.3 – Evolução da Expansão da capacidade instalada de geração elétrica a partir de 2019 considerando os cenários de referência e do NMG.
Fonte: PDE2029 (2020).

Fonte	Potência Instalada (MW)						Variação (1) p/ (2)	Variação (1) p/ (3)
	2019 ⁽¹⁾		2029 Cenário Referência ⁽²⁾		2029 Cenário NMG ⁽³⁾			
HIDRO ^(a)	97.630	64,3%	103.958	46,7%	103.818	45,7%	6,5%	6,3%
PCH e CGH	6.309	4,2%	9.045	4,1%	8.970	3,9%	43,4%	42,2%
EÓLICA	14.968	9,9%	39.475	17,7%	38.969	17,2%	163,7%	160,3%
BIOMASSA + BIOGÁS	13.335	8,8%	15.815	7,1%	15.737	6,9%	18,6%	18,0%
SOLAR CENTRALIZADA	2.072	1,4%	10.622	4,8%	10.512	4,6%	412,6%	407,3%
NUCLEAR	1.990	1,3%	3.395	1,5%	3.395	1,5%	70,6%	70,6%
GÁS NATURAL	12.921	8,5%	35.725	16,0%	35.667	15,7%	176,5%	176,0%
Pré-sal	0	0,0%	1.000	0,4%	2.652	1,2%	NA	NA
CARVÃO	2.672	1,8%	2.083	0,9%	1.790	0,8%	-22,0%	-33,0%
RETROFIT TÉRMICAS	0	0,0%	1.686	0,8%	5.671	2,5%	NA	NA

Nota: (a) apresenta a potência instalada total da UHE, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).

No cenário de referência, as termelétricas a gás natural, de modo geral, tendem a gerar energia em complementação às fontes hidrelétrica, biomassa e renováveis não controláveis, conforme se pode observar na Figura 1.2, que apresenta a expectativa de participação das principais fontes de geração para suprimento à carga. Este perfil de geração termelétrica resulta em baixo fator de capacidade, conforme se observa na Figura 1.3, que apresenta a expansão indicativa das termelétricas a gás natural em termos de capacidade instalada e o correspondente fator de capacidade esperado para o conjunto das usinas ao longo do tempo, entre os anos de 2025 e 2029. Assim, apesar da expansão termelétrica de mais de 20

GW de capacidade instalada no cenário de referência, não se observa expansão significativa do consumo médio anual de gás natural, conforme será apresentado a seguir.

Figura 1.2 – Expectativa de geração mensal para suprimento à carga em percentual da carga.
Fonte: PDE2029 (2020).

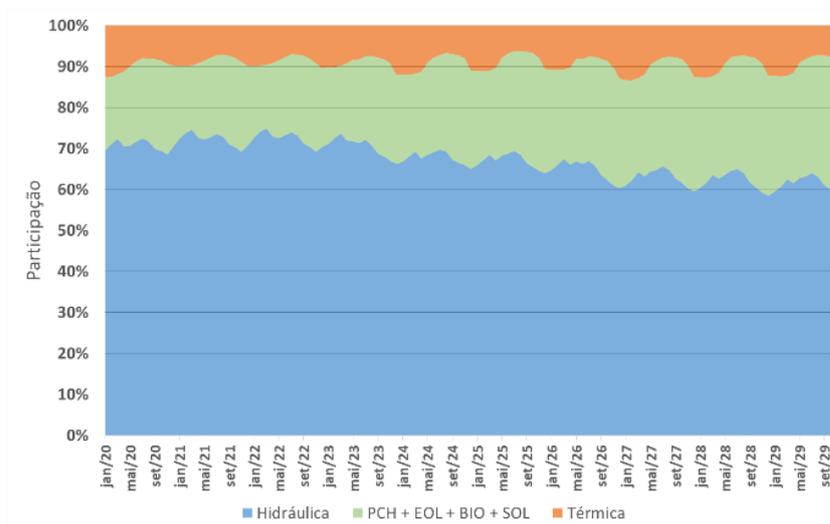
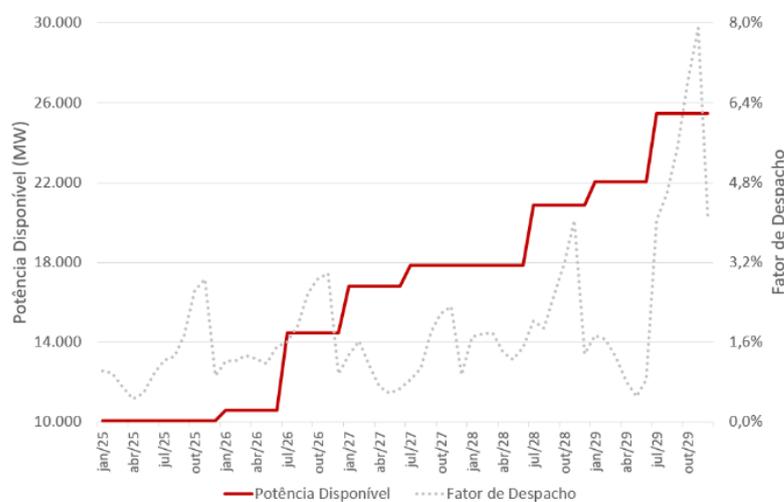
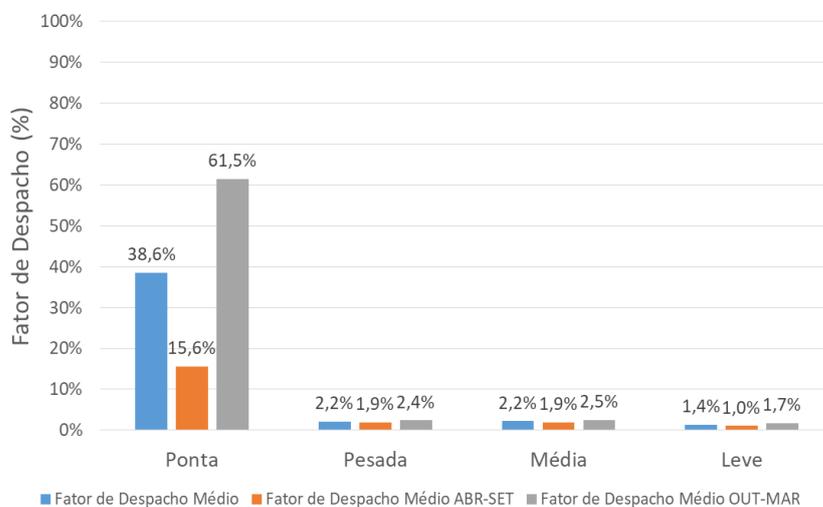


Figura 1.3 – Fator de despacho para as UTEs indicativas do SIN (simulação Newave).
Fonte: PDE2029 (2020).



Além da complementação às demais fontes de geração, as termelétricas apresentam papel estratégico para atendimento à demanda de ponta, ou demanda de pico. A Figura 1.4 apresenta o fator de despacho médio das UTEs para cada patamar de carga, considerando os períodos de baixa e de elevada hidrologia.

Figura 1.4 – Fator de despacho médio por patamar de carga e por período hidrológico para as UTEs indicativas da Região Sudeste em 2029.



Quanto ao Cenário NMG, o Modelo de Decisão de Investimento (MDI) optou por reduzir em cerca de 1.700 MW a expansão termelétrica a GNL flexível, ao mesmo tempo em que adiciona mais 1.600 MW de termelétrica de menor CVU e maior inflexibilidade, totalizando assim 2.600 MW dessa tecnologia no horizonte decenal. Além de apresentar capacidade instalada maior, essa nova configuração agrega mais energia ao sistema devido ao menor valor de CVU, que leva também a maior probabilidade de despacho desses empreendimentos em relação àqueles com custo de operação referenciados ao GNL. Neste caso, ao analisarmos o fator de despacho desses dois tipos de usinas a gás natural, verifica-se fator próximo a 80% para aquelas que utilizam o GN nacional, ao passo em que as usinas a GNL têm seu fator de despacho médio sensivelmente reduzido. Isso leva também a redução da expansão de outras fontes, que contribuem para o balanço de energia no horizonte decenal, como a eólica e hidrelétrica, de aproximadamente 500 MW e 140 MW, respectivamente. Além disso, termelétricas a carvão deixam de participar da expansão até o fim do horizonte, com a retirada dos cerca de 300 MW pelo MDI, em função da perda de competitividade da tecnologia frente ao GN com preço mais baixos. A Tabela 1.4 apresenta a variação dos resultados dessa sensibilidade em relação à Expansão de Referência.

Tabela 1.4 - Diferenças entre os cenários NMG, com maior oferta de Gás Nacional, e caso de referência. (PDE2029, 2020).

Fonte	Varição de Capacidade Instalada (MW)
Gás Flexível – Sudeste	- 1.657 MW
Gás Flexível – Sul	+ 383 MW
Gás Flexível – Nordeste	- 435 MW
Hidrelétrica	- 140 MW
Carvão	- 293 MW
Gás Nacional – Menor CVU	+ 1.651 MW
Eólica	- 506 MW

Sobre esses resultados, é possível estabelecer algumas conclusões importantes. A primeira delas é a respeito da participação de usinas termelétricas inflexíveis, com gás natural a preços mais competitivos na expansão do parque gerador. Usinas com essa característica, que tendem a ter um custo variável de operação mais baixo que opções flexíveis, podem ser interessantes ao sistema, a depender da relação entre preço do gás natural, eficiência de geração e nível de inflexibilidade, em relação ao “prêmio pela flexibilidade”. Os custos de operação mais baixos (com valores de R\$160/MWh e R\$193/MWh ao invés de R\$336/MWh) propiciam cenário mais favorável para a expansão de UTE a gás natural nacional, onde estas tornam-se mais competitivas frente a outras termelétricas que utilizam GNL ou carvão nacional como combustíveis, mesmo considerando o CVU relativamente baixo do carvão nacional. Destaca-se, porém, que a atratividade dessas usinas é limitada e se reduz à medida que elas passem a fazer parte da expansão, principalmente em cenários de grande participação de fontes renováveis com CVU nulo.

Uma segunda conclusão é que a expansão adicional das termelétricas utilizando o combustível mais competitivo praticamente substitui montante equivalente de usinas termelétricas flexíveis, destinadas ao atendimento de energia e potência, contempladas na Alternativa de Referência. Nesse *what-if*, espera-se que as usinas a gás nacional se concentrem nas regiões Sudeste e Nordeste, devido à maior proximidade dos campos de produção e das unidades de processamento de gás natural.

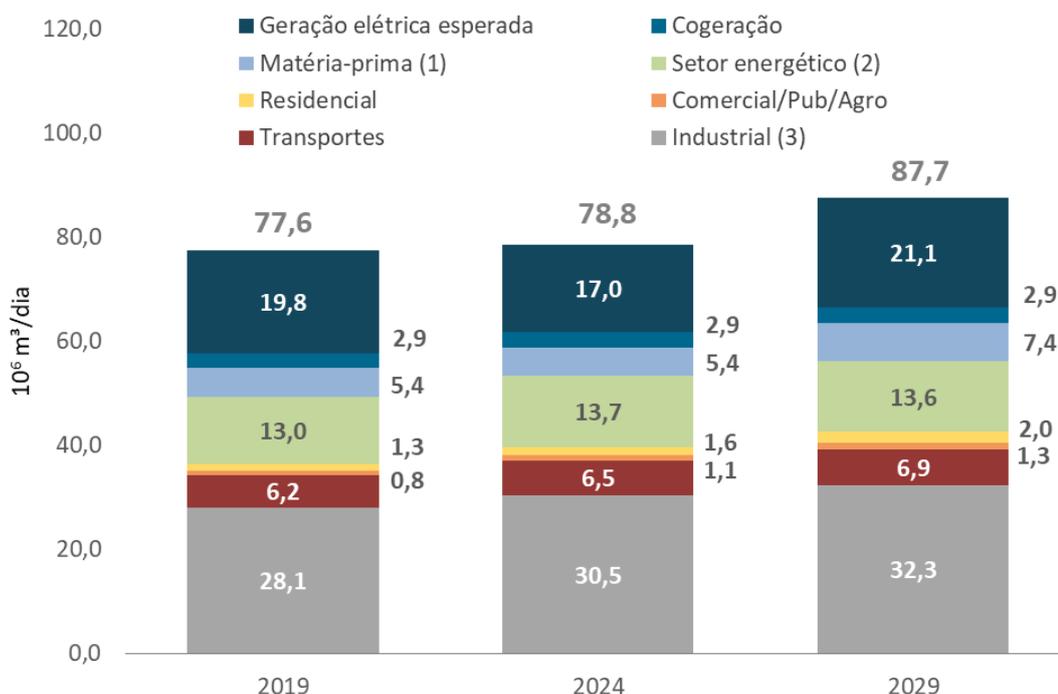
Outro ponto importante é o impacto que a expansão proporcionada por essas termelétricas com gás nacional mais barato pode causar na operação dos reservatórios. Se, por um lado, a inflexibilidade tende a aumentar o vertimento do sistema, justamente por ser uma geração compulsória quando pode haver excedentes de recursos naturais, por outro lado, ao preservar os níveis dos reservatórios, elas garantem a disponibilidade de potência nas UHE. Esse efeito é muito importante para o sistema e vem sendo estudado pela EPE. A busca pelo nível ótimo econômico, que equilibre a expansão de oferta específica para suprimento de potência com as mudanças na operação dos reservatórios para preservar a flexibilidade neles disponível, é objeto de trabalho em parceria da EPE com o Operador Nacional do Sistema (ONS). Tão logo os resultados estejam maduros, serão colocados em ampla discussão com a sociedade.

1.2.2 Demanda de Gás Natural

Para o cenário de referência do setor elétrico, estima-se expansão da demanda total de gás natural em cerca de 10 milhões de metros cúbicos por dia no horizonte decenal, em relação a 2019, conforme se pode observar na Figura 1.5. Deste total, a demanda termelétrica apresenta expansão do consumo, considerando despacho médio anual, de 1,3 milhão de m³/dia. na Figura 1.5 é apresentada a evolução da demanda por setor.

No consumo final de gás natural não-termelétrico, foi projetado um aumento potencial adicional, como energia e matéria-prima, de aproximadamente 17 milhões de m³/dia para o NMG em relação à trajetória de referência até 2029. Assim, a demanda não-termelétrica na malha integrada atingiria 79 milhões de m³/dia em 2029, considerando os efeitos do NMG. Incluindo a demanda não-termelétrica fora da malha (sistemas isolados), o total atingiria 83,3 milhões de m³/dia, conforme ilustrado na Figura 1.6.

Figura 1.5 – Gás Natural: Consumo total por setor (em milhões de m³/dia).

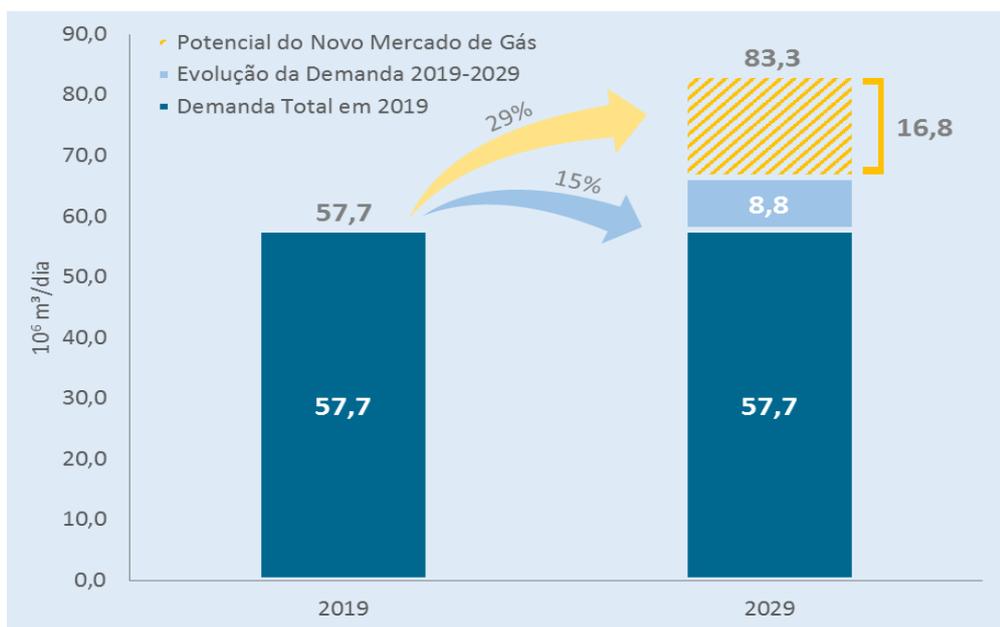


Notas: (1) Consumo Final Não Energético (matéria-prima): Gás natural utilizado como insumo em refinarias (produção de hidrogênio), unidades de fertilizantes e indústria gás-química.

(2) Setor Energético: Consumo em refinarias, não incluindo produção de hidrogênio. Não considera consumo em E&P e gás natural absorvido em UPGN.

(3) Setor Industrial: Inclui parcela energética de fertilizantes.

Figura 1.6 – Acréscimo na demanda não termelétrica de gás natural em decorrência dos efeitos do NMG.

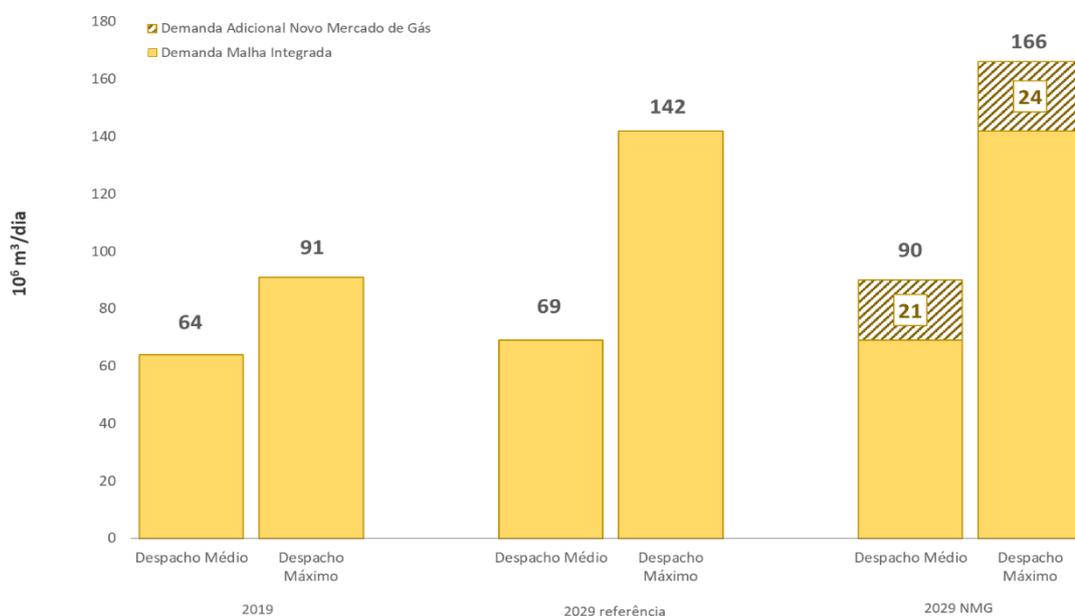


Nota: Inclui as demandas não termelétricas fora da malha integrada (sistemas isolados).

A sensibilidade no consumo de gás para a geração termelétrica, com a premissa de preços mais competitivos, mostrou um aumento potencial de usinas termelétricas a gás natural na expansão do parque gerador. Em relação à trajetória de referência, espera-se um crescimento adicional da demanda termelétrica de gás natural de aproximadamente 7 milhões de m^3/dia até 2029, considerando o despacho pleno das novas usinas. O crescimento adicional da demanda considerando o despacho médio é de 4,2 milhões de m^3/dia .

Desse modo, a demanda potencial de gás natural adicional à trajetória de referência em decorrência do Novo Mercado de Gás pode atingir 21 milhões de m^3/dia (considerando a demanda termelétrica com despacho médio), podendo atingir 24 milhões de m^3/dia com o despacho máximo em 2029. Para fins de comparação, esse último montante equivale ao volume atual do contrato *take-or-pay* do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), o que evidencia o potencial impacto do NMG sobre a demanda de gás natural no horizonte decenal. A Figura 1.7 ilustra o acréscimo na demanda em relação ao cenário de referência

Figura 1.7 – Demanda adicional na malha integrada no contexto do Novo Mercado de Gás.



1.2.3 Oferta de Gás Natural

Além dos investimentos indicados nos estudos do ponto de vista dos condicionantes e das expectativas presentes (*business as usual*), o sucesso do NMG poderia atrair novos investimentos que não tenham sido observados, ou que não tenham obtido decisão final de investimento, sendo avaliados e amadurecidos internamente nos portfólios de diversas empresas, mas sem demonstrar condições de viabilidade econômica até então.

Pelo lado da oferta nacional, foi considerado que alguns campos produtores de petróleo e gás natural poderiam decidir pelo envio de uma maior parcela de sua produção bruta de gás natural para o litoral. A viabilidade desta estratégia para vários empreendedores de E&P seria aprimorada uma vez que haja o compartilhamento das infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural, e com a conclusão da construção das novas rotas do pré-sal (Rotas 4, 5 e 6), o que incentivaria a conexão de diversos projetos à infraestrutura de escoamento e processamento, assim como a redução dos custos unitários pela otimização do uso dessa infraestrutura.

Já no caso da oferta importada, considerou-se que poderia haver a conexão de até 4 novos terminais de GNL à malha integrada de gasodutos de transporte, sendo três deles previstos (Barra dos Coqueiros/SE, Porto do Açu/RJ e Barcarena/PA) e três indicativos no cenário de referência, além de dois terminais hipotéticos adicionais dentre as diversas opções anunciadas e em processo de licenciamento ambiental no Brasil. Esta interconexão permitiria o envio dos excedentes de gás natural que não estivessem sendo utilizados por UTEs para a malha integrada, sendo estes volumes comercializados em sua zona de influência por meio de contratos de curto prazo, com grande liquidez e preços competitivos.

Adicionalmente, cabe mencionar a oportunidade criada no contexto do NMG para o biogás, já que sua produção e uso pode servir para aumentar a oferta de gás natural, bem como para diminuir sua pegada de carbono, evidenciando uma sinergia positiva ente o combustível fóssil e o renovável.

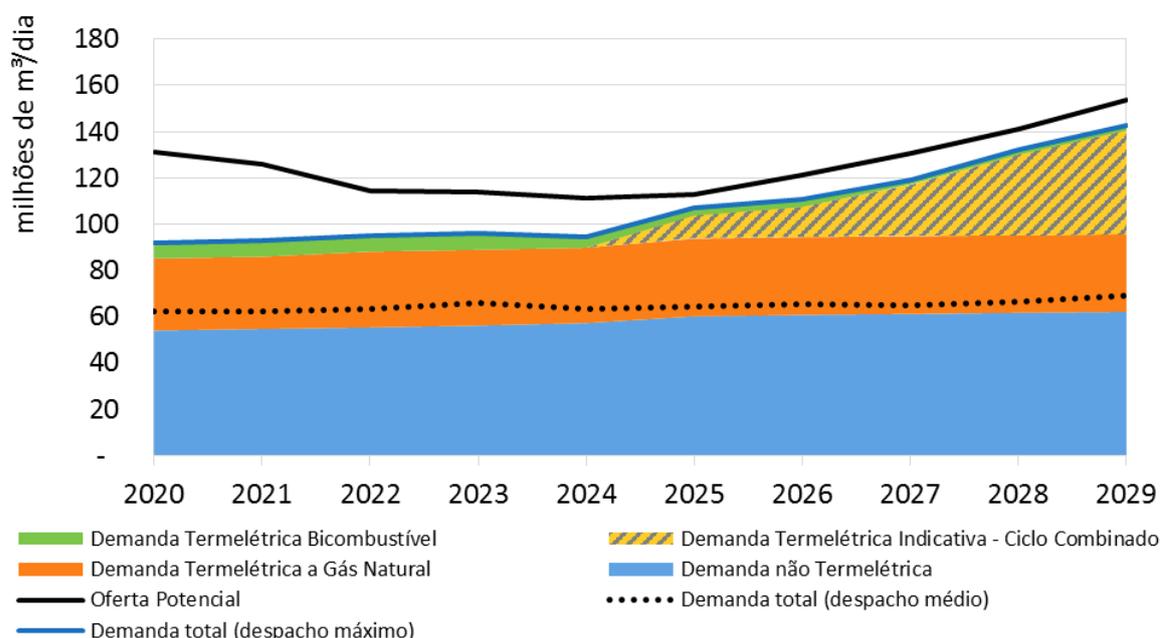
1.2.4 Balanço de Gás Natural na Malha Integrada

É apresentado na Figura 1.8 o balanço de gás natural da malha integrada no Brasil, elaborado com base no cenário de oferta e demanda projetado para as áreas em sua zona de influência. Excluem-se dessa análise os sistemas isolados, que atualmente são Urucu-Coari-Manaus e Lateral Cuiabá, além das instalações de gás natural no Maranhão.

Na Figura 1.9 são apresentados os volumes adicionais de oferta e demanda considerados no NMG, já consolidados sobre a figura do Balanço de Gás Natural apresentado no Capítulo 7 do PDE.

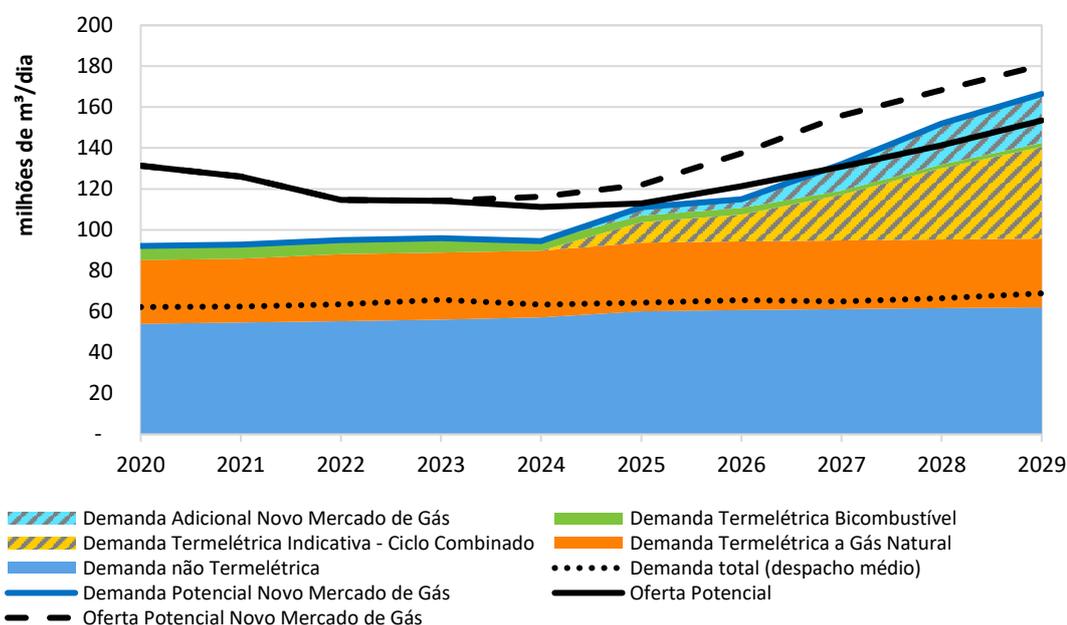
Mudanças no marco regulatório advindas do NMG, principalmente com a entrada de novos agentes (por exemplo utilizando os 3 novos terminais de GNL previstos) e com o aumento de investimentos no setor, podem alterar a dinâmica do mercado regional de gás natural, assim como o acesso do mercado doméstico ao mercado de GNL.

Figura 1.8 – Balanço de gás natural na Malha Integrada do Brasil.



Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as térmicas bicombustíveis, a oferta potencial refere-se ao máximo volume disponível, sendo utilizada na medida do necessário para atendimento da demanda esperada.

Figura 1.9 – Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil com volumes adicionais considerados no NMG.



Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as térmicas bicombustíveis; a oferta potencial refere-se ao máximo volume disponível, sendo utilizada na medida do necessário para atendimento da demanda esperada.

1.2.5 Investimentos em Infraestrutura de Gás Natural

Neste ciclo do PDE, além de UPGNs e terminais de GNL, foram estimados os investimentos indicativos em gasodutos de escoamento (relacionados aos novos campos que entrarão em produção no pós-sal e pré-sal nos próximos anos), além de uma estimativa simplificada de investimentos em possíveis novos gasodutos de transporte para conectar os futuros terminais de GNL à malha integrada.

A Tabela 1.5 apresenta o resumo dos investimentos indicativos associados ao NMG, cujo montante alcança R\$ 43 bilhões acima dos R\$ 18 bilhões considerados no cenário de referência.

Tabela 1.5 – Investimentos previstos e indicativos.

Classificação	Previstos		Indicativos (<i>business as usual</i>)		Indicativos (Novo Mercado de Gás)	
	Projetos	R\$ bi	Projetos	R\$ bi	Projetos	R\$ bi
Gasodutos de Escoamento ¹	2	6,10	1	3,13	10	13,65
Gasodutos de Transporte ¹	1	0,13	0	-	11	17,06
Terminais de Regaseificação de GNL ²	3	1,20	3	1,20	2	0,8
UPGNs ³	2	2,69	1	3,50	4	11,30
TOTAL	8	10,12	5	7,83	27	42,81

Notas: (1) Investimentos estimados pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de gasodutos – SAGAS; a estimativa de custos pela EPE para gasodutos de escoamento e de transporte indicativos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AAE-18R-97); para o gasoduto de transporte previsto o grau de incerteza da estimativa varia de -7% a +17% (AAE-18R-97); o custo de gasodutos de escoamento não inclui unidades compressoras de gás natural, que devem ser previstas no projeto da FPSO.;

(2) Estimado com base em custos de terminais implantados no mundo, considerando apenas o píer sem o FSRU (que estaria incluído como afretamento no OPEX), com data-base em dez/2017; a estimativa de custo pela EPE para terminais de GNL previstos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AAE-18R-97);

(3) Investimento estimado pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de UPGNs – SAUP apenas para projetos indicativos (EPE, 2018); a estimativa de custos pela EPE para UPGNs tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AAE-18R-97).

1.2.6 Oferta Interna de Energia

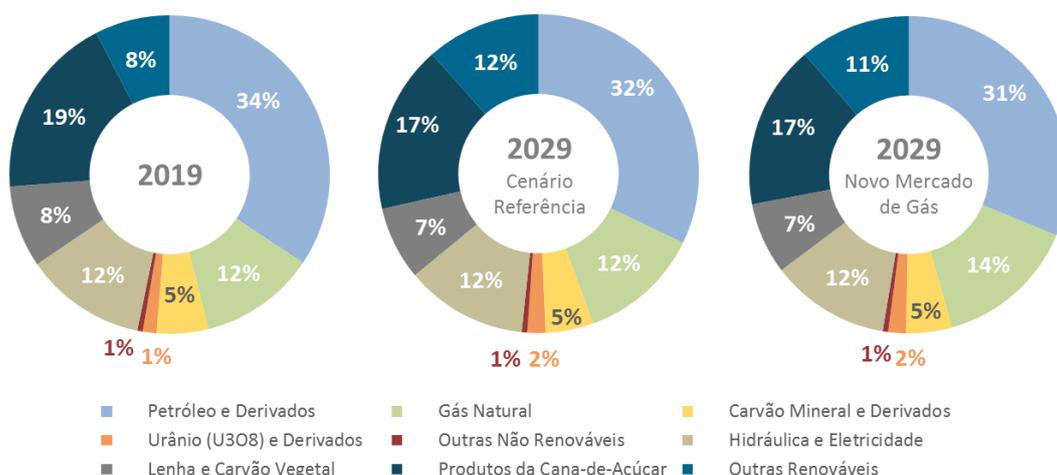
Por meio da consolidação da oferta e demanda adicional de gás natural na matriz energética nacional, são avaliados os impactos na Oferta Interna de Energia (OIE), no horizonte do PDE 2029.

A estimativa de volumes adicionais de gás natural que poderiam ser disponibilizados como efeito da maior abertura do mercado promovida pelo programa NMG mostra que a demanda adicional total pode ser plenamente atendida. Assim, a OIE apresenta um aumento na ordem de 7 milhões de tep em 2029, o que equivale a cerca de 20% da oferta de energia proveniente do gás natural, em 2018, segundo o Balanço Energético Nacional.

Na comparação com o cenário de referência, a participação do gás natural na OIE aumenta de 12% para 14%, em 2029, considerando a demanda termelétrica média (Figura 1.10).

Adicionalmente, pode haver benefícios indiretos do NMG relacionados à produção de líquidos de gás natural em UPGN. O processamento dos volumes adicionais de gás natural pode gerar ofertas adicionais de etano, propano, butano e C5+, a depender das decisões de fracionamento tomadas.

Figura 1.10 – OIE: efeito do Novo Mercado de Gás na participação por fonte.



1.3 Novos Instrumentos de Planejamento Associados à Expansão do Setor de Gás Natural

Em termos de planejamento no setor de gás natural, neste ano a EPE publicou adicionalmente o Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural – PIPE⁸ e o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG⁹. Estes estudos buscam consolidar os projetos anunciados e indicativos de escoamento, processamento e transporte de gás natural que podem vir a ser construídos no País no horizonte decenal, incluindo análises técnicas, econômicas e socioambientais para cada alternativa.

No PIPE, foram mapeados 11 projetos indicativos de gasodutos de escoamento conectados a UPGNs, sendo 7 deles baseados em volumes de gás natural provenientes do pré-sal e 4 baseados em volumes de gás natural provenientes do pós-sal. Os gasodutos somam cerca de 2.100 km de extensão, sendo que alguns destes projetos constituem-se em diferentes alternativas para escoamento do gás natural *offshore* das mesmas bacias sedimentares (Santos, Campos, Espírito Santo-Mucuri e Sergipe-Alagoas).

Considerando a construção de apenas uma alternativa para cada Bacia, estes projetos podem vir a acrescentar mais de 70 Mm³/dia de capacidade de escoamento em ambiente *offshore* no País, além de UPGNs.

No PIG, foram mapeados pela EPE 11 projetos indicativos de gasodutos de transporte, sendo 2 deles baseados em projetos de gasodutos autorizados, 1 baseado na ampliação de gasoduto existente, e 8 com

⁸ Para maiores detalhes acesse Plano Indicativo de Processamento e Escoamento – PIPE, disponível em: <http://epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-plano-indicativo-de-processamento-e-escoamento-de-gas-natural-pipe>.

⁹ Para mais detalhes sobre o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG, acesse: <http://epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-o-plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig>.

a finalidade de interligar novas ofertas à malha integrada de gasodutos de transporte. A soma dos investimentos referentes a todos os projetos estudados alcança o patamar de R\$ 17 bilhões, sendo que sua extensão somada alcança cerca de 2.000 km.

Também foi disponibilizada pela EPE a versão para Consulta Pública do Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2019¹⁰. Este documento é um estudo contínuo realizado em ciclos pela EPE para apoiar o Ministério de Minas e Energia - MME na elaboração do planejamento energético do País. Seu objetivo geral é a obtenção de uma base de informações georreferenciadas, construída sob aspectos geológicos e econômicos, que permita representar zonas de importância petrolífera relativa das diversas áreas do país. Trata-se de uma ferramenta que possibilita conectar e avaliar a contribuição do setor de petróleo e gás natural ao desenvolvimento econômico nacional. Neste estudo é apresentado ainda um capítulo complementar sobre o teor de CO₂ nas bacias sedimentares brasileiras.

Cabe mencionar que a EPE está atuando na aquisição de ferramentas computacionais e no desenvolvimento metodológico de análise integrada de expansão dos setores de gás natural e energia elétrica no que diz respeito à geração, transmissão e gasodutos de transporte. Com estes recursos em mãos, espera-se desenvolver estudos que pautem, sob uma perspectiva mais abrangente, discussões como geração termelétrica a gás natural na base, expansão da malha de gasodutos ancorada em consumidores termelétricos, otimização econômica global entre expansão de linhas de transmissão e expansão de gasodutos de transporte, entre outras.

1.4 Análises Complementares do Setor Elétrico

Este tópico apresenta análises de sensibilidade adicionais, com o objetivo de alinhar conhecimento sobre a relação entre a geração termelétrica a gás natural, o preço do combustível e sua oferta potencial. Considerando as incertezas intrínsecas ao planejamento de médio e longo prazo, entende-se que os agentes de mercado podem otimizar sua estratégia de negócio quando mais bem munidos de informação.

A definição do Custo Variável Unitário – CVU para a geração termelétrica é fundamental, já que se trata de uma componente estratégica de alocação de custos e receitas de inteira responsabilidade dos empreendedores, que acaba se refletindo na competitividade dos empreendimentos nos leilões de energia (com base em sua estratégia e propensão ao risco) e, em última análise, em custos variáveis de geração, repassados aos consumidores finais.¹¹

Sem dúvida, uma das principais variáveis para determinar o CVU é o efetivo preço do gás natural. Este, por sua vez, está associado a uma série de fatores ligados a modelos de negócio (que serão abordados

¹⁰ Para mais informações sobre este documento acesse: www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas.

¹¹ A definição do CVU específico para fins de competitividade nos leilões, bem como do CVU para fins contratuais, considerando critérios de reajustes, é estabelecida pelas Portarias MME nº 42 e 46/2007, pela Nota Técnica da EPE nº EPE-DEE/DPG-RE-001/2009-r2 (Projeção dos Preços dos Combustíveis para Determinação do CVU das Termelétricas para cálculo da Garantia Física e dos Custos Variáveis da Geração Termelétrica (COP e CEC)), pelos Informes Técnicos dos Preços de Referência de combustíveis de cada leilão e pelos contratos de energia elétrica.

ainda neste documento) tão diversos como, por exemplo: (i) usinas a Gás Nacional ou Importado via gasodutos; (ii) usinas a GNL; e (iii) usinas *reservoir-to-wire* ou cabeça-de-poço.

Em particular, cada modelo de negócio incorpora diferentes premissas de estratégia e de risco por parte dos empreendedores, tanto do ponto de vista do mercado de gás natural quanto da geração termelétrica, especialmente no que se refere às condições de preço, como se viu por exemplo nos CVUs declarados pelos empreendedores termelétricos a gás natural no leilão A6/2019, que variaram de R\$ 130/MWh a R\$ 300/MWh.

Dentro desse contexto, a estimativa de CVU das usinas no PDE 2029 foi realizada com base nas melhores informações disponíveis, como a previsão de preços internacionais de combustíveis, além dos resultados históricos de leilões mais recentes, do estado da arte de tecnologias de geração adotadas no mercado nacional, e dos diferentes níveis e condições de inflexibilidade, como mostram os exemplos a seguir:

Para térmicas usando gás importado a partir de GNL, o preço do gás pode variar de US\$ 7,40/MMBTU a US\$ 9,35/MMBTU (entregue na usina), a depender do nível de inflexibilidade, e a eficiência da usina pode variar de 38% a 60%, de acordo com a tecnologia adotada. Ainda considerando perdas na rede básica e consumo interno de cerca de 4,5% da energia gerada, os valores de CVU resultantes variam de R\$ 272/MWh a R\$ 514/MWh.

Para o gás nacional, toma-se como referência o valor de gás de US\$ 5/MMBTU entregue na usina, com 60% de eficiência, perdas na rede básica e consumo interno de cerca de 4,5% da energia gerada, resultando em um CVU de R\$ 193/MWh.

A sensibilidade do CVU aos impostos pode ser avaliada comparativamente a um caso de isenção de ICMS. Nesta nova condição, o valor de CVU para o gás nacional seria de R\$ 171/MWh e os valores de CVU para o GNL variariam entre R\$ 240/MWh e R\$ 450/MWh, *ceteris paribus*.

Caso seja utilizado como referência o valor de gás de US\$ 4/MMBTU entregue na usina, mantidas as condições de referência, o CVU resultante seria de R\$ 160/MWh. Já utilizando um preço de gás de US\$ 3/MMBTU o CVU reduziria para R\$ 127/MWh.

Por fim, alterando outras variáveis¹² de formação do CVU, podemos obter valores similares aos menores valores declarados no Leilão A-6/2019 (R\$ 130/MWh).

Pelo lado do sistema elétrico, quanto menor for o custo de geração (CVU) de uma usina termelétrica, maior será o seu despacho esperado (resultando em maiores consumos de combustível e previsibilidade). De modo similar, pelo lado do mercado de gás natural, a relação entre o consumo do combustível e o seu

¹² Um exemplo adicional, comparativamente ao CVU de referência a partir do gás nacional, caso seja considerada uma usina termelétrica com eficiência de 62%, ciclo combinado, com menor valor de perdas na Rede Básica e consumo interno (de 4,5% para 3,5%), um O&M variável de US\$ 5/MWh e um preço de gás nacional de US\$ 4/MMBTU entregue na usina, resultaria em CVU de R\$ 130/MWh, cerca de 33% inferior ao CVU de referência.

preço é inversamente proporcional: quanto maior o consumo esperado, menor deverá ser o preço unitário do combustível.

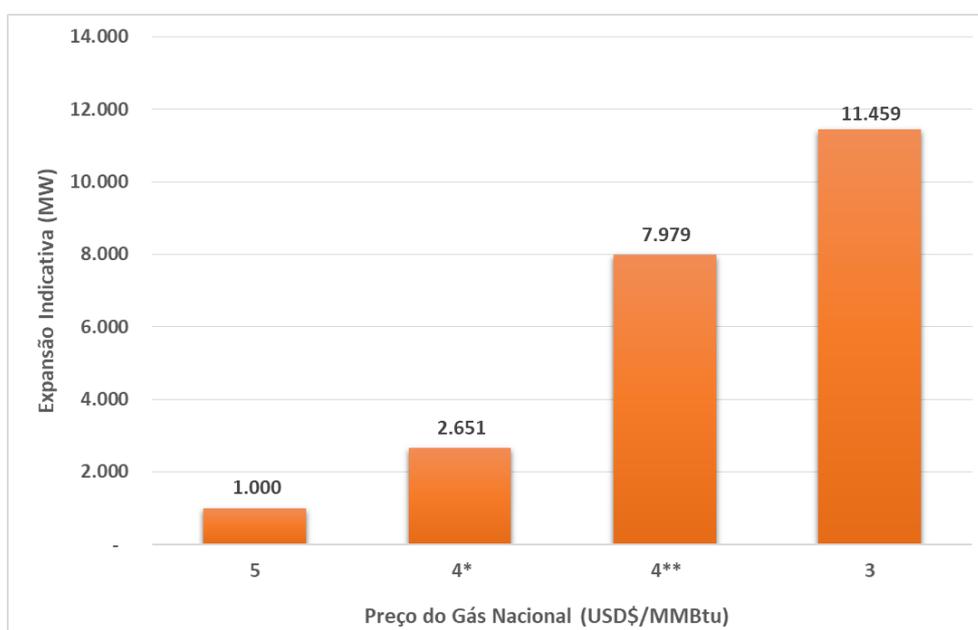
Dessa forma, foram elaboradas novas sensibilidades em relação ao Capítulo 3 do PDE 2029 (Geração Centralizada), de modo a capturar a relação entre CVU, preço do gás natural e inflexibilidade das usinas termelétrica em um contexto de maior competitividade do gás natural nacional.

Em uma delas, foi retirada a limitação de 1.000 MW por ano na expansão das termelétricas, na perspectiva de disponibilidade suficiente de gás natural a US\$ 4/MMBTU no horizonte do PDE 2029 para atender a expansão adicional, porém mantendo-se o nível de 50% de inflexibilidade. Nesse caso, o sistema elétrico comporta uma expansão de até cerca de 8.000 MW no período decenal, mantidas as demais premissas do cenário de referência.

A maior expansão das UTE inflexíveis ocorre em substituição à oferta indicativa de demais tecnologias, pois ao agregarem energia e capacidade de potência ao sistema, a sua maior inserção tende a reduzir a necessidade de expansão para atendimento a esses dois requisitos de forma combinada.

Na Figura 1.11, além da expansão de usinas termelétricas utilizando gás nacional no cenário de referência e na análise de sensibilidade do capítulo 3, são apresentadas também os casos adicionais mencionados. Como se pode verificar, o montante de oferta termelétrica com inflexibilidade depende do nível do preço do combustível na expansão ótima do sistema elétrico brasileiro.

Figura 1.11 – Expansão indicativa de usinas termelétricas movidas a gás natural nacional de acordo com o preço do gás natural.



Notas: (1) (*) Considerando um limite adicional de expansão de 2.000 MW de UTE a GN ao preço de US\$ 4/MMBTU.

(2) (**) Considerando oferta ilimitada de GN, ao preço de US\$ 4/MMBTU.

(3) Uma outra sensibilidade avalia o efeito com o gás natural nacional disponibilizado a US\$ 3/MMBTU para as usinas termelétricas, mesmo apesar da improbabilidade da ocorrência desse nível de preço em larga escala no Brasil. Essa sensibilidade implica um CVU de R\$ 127/MWh, e foi considerada inflexibilidade operativa das UTE de 80%. Nesse caso, a expansão é de até 11.500 MW de usinas termelétricas com alto grau de inflexibilidade.

Essa análise sugere que o patamar do “prêmio” associado à flexibilidade é o fator determinante para a melhor indicação de expansão para o SIN. Ou seja, a geração compulsória de tecnologias movidas a combustíveis fósseis deve apresentar um preço que compense sua inserção na matriz, já que o País conta com um vasto potencial de recursos naturais que apresentam custos variáveis de produção próximos a zero.

Já a Tabela 1.6 apresenta a variação de capacidade instalada em relação ao cenário de referência, por tipo de fonte, para as três sensibilidades realizadas. As fontes não apresentadas abaixo apresentaram a mesma expansão indicativa em todos os cenários.

Tabela 1.6 – Variação da capacidade instalada por fonte no horizonte decenal.

Variação em relação à expansão de referência (MW)						
Preço do Combustível (US\$/MMBTU)	UTE a gás nacional	UTE Flexível	UHE	Eólica	Carvão	Biomassa
4*	1.651	-1.710	-140	-506	-293	0
4**	6.979	-5.828	-280	-3.847	-293	-300
3	10.459	-7.243	-680	-	-293	-510

Nota: *Considerando um limite de expansão de 2.000 MW no horizonte decenal para gás natural ao preço de US\$ 4/MMBTU.

** Considerando oferta de gás natural ilimitada, ao preço de US\$ 4/MMBTU.

Vale destacar que determinadas regiões possuem grande oferta indicativa de geração não controlável, a exemplo da região Nordeste, que poderá ter 70% de fontes renováveis variáveis em 2029, de acordo com a trajetória de referência. Nessa situação, devido à dinâmica da geração e da carga, há uma diferença significativa entre os balanços de energia e de potência da região e as análises indicam predominância de exportação de energia e importação de potência, utilizando os limites de intercâmbio disponíveis nesses momentos. Nesse contexto, a expansão termelétrica que venha a se localizar na região Nordeste agregará maior valor ao sistema quanto mais flexível for.

Também é importante ressaltar que, em situações em que o preço do gás natural seja equivalente em qualquer região do país, os modelos matemáticos apontam para o benefício econômico dessas termelétricas inflexíveis se localizarem próximas aos centros de carga, tornando menor a necessidade de ampliação do sistema de transmissão, refletindo em redução nos custos e perdas elétricas, além do aumento na segurança elétrica ao SIN.

Entretanto, decisões estratégicas de política energética visando estimular o desenvolvimento em outras regiões do Brasil podem levar a uma distribuição dessa oferta potencial associada a ampliações dos intercâmbios entre as regiões para escoamento do excedente de geração. Uma das possibilidades a ser avaliada é o potencial de desenvolvimento do mercado secundário na região Nordeste.

Todos esses temas estão em discussão no grupo de trabalho criado pelo Comitê de Monitoramento da abertura do mercado de gás natural, conforme diretrizes.

2 Análise do Planejamento Energético: PNE 2050

O Plano Nacional de Energia (PNE) 2050 se trata de um plano estratégico para expansão da infraestrutura de energia, com visão de longo prazo. Este plano deve ser o resultado da construção de consensos em torno de grandes questões e caminhos para o setor energético nacional, entre as quais podemos destacar duas principais questões: “que movimentos devemos iniciar agora para colher frutos daqui a 15, 20, 30 anos?”; e “qual o papel da energia no desenvolvimento econômico e social que o Brasil almeja?”. A resposta a tais questões se dá por meio de um relatório, que traz elementos para o desenho da estratégia dos governos no setor de energia.

O PNE 2050 se encontra em fase final de elaboração, com a consolidação de diversas etapas, tais como a elaboração de 25 notas técnicas para subsidiar discussões com a sociedade, a realização de 10 workshops, a participação de mais de 250 representantes dos setores público e privado e mais de 300 contribuições.

O conteúdo a seguir se refere a possíveis cenários futuros para a interface gás natural e energia elétrica, que consta no fascículo Gás Natural do referido PNE. Destaca-se que, como ainda não está concluído, pode haver ajustes no documento.

2.1 Avaliação das Simulações de Expansão Elétrica

Como desdobramento do programa Novo Mercado de Gás (NMG), abre-se uma perspectiva de maior inserção do Gás Natural na matriz elétrica brasileira no horizonte de 2050, especialmente em função da expectativa de sua maior disponibilidade a preços competitivos.

Nas simulações conduzidas para a expansão elétrica, foi necessário antes fazer uma hipótese sobre a evolução do consumo de gás natural não-termelétrico. Utilizou-se como premissa que o consumo industrial de gás natural teria acesso à oferta de origem nacional a preços competitivos em função do sucesso do Programa NMG, o que implicaria preços finais ao consumidor próximos à faixa de US\$ 4/MMBTU a US\$ 5/MMBTU (já considerando molécula, transporte, distribuição e tributos não recuperáveis).

Assim, dada a perspectiva de crescimento da demanda industrial de gás natural de pouco mais de 50 milhões de metros cúbicos por dia em 2015 para um patamar entre 90 a 150 milhões de m³/dia em 2050, a quantidade disponível de gás natural para consumo das UTEs em 2050 por faixa de preço é apresentada na Tabela 2.1, na qual se explicitam as faixas de preço do gás natural para UTEs consideradas em 2050 para as simulações: ao redor de US\$ 10/MMBTU para volumes flexíveis, e cerca de US\$ 4/MMBTU para o gás natural com volumes firmes.

Tabela 2.1 – Disponibilidade de gás natural para UTEs por faixa de preço em 2050.

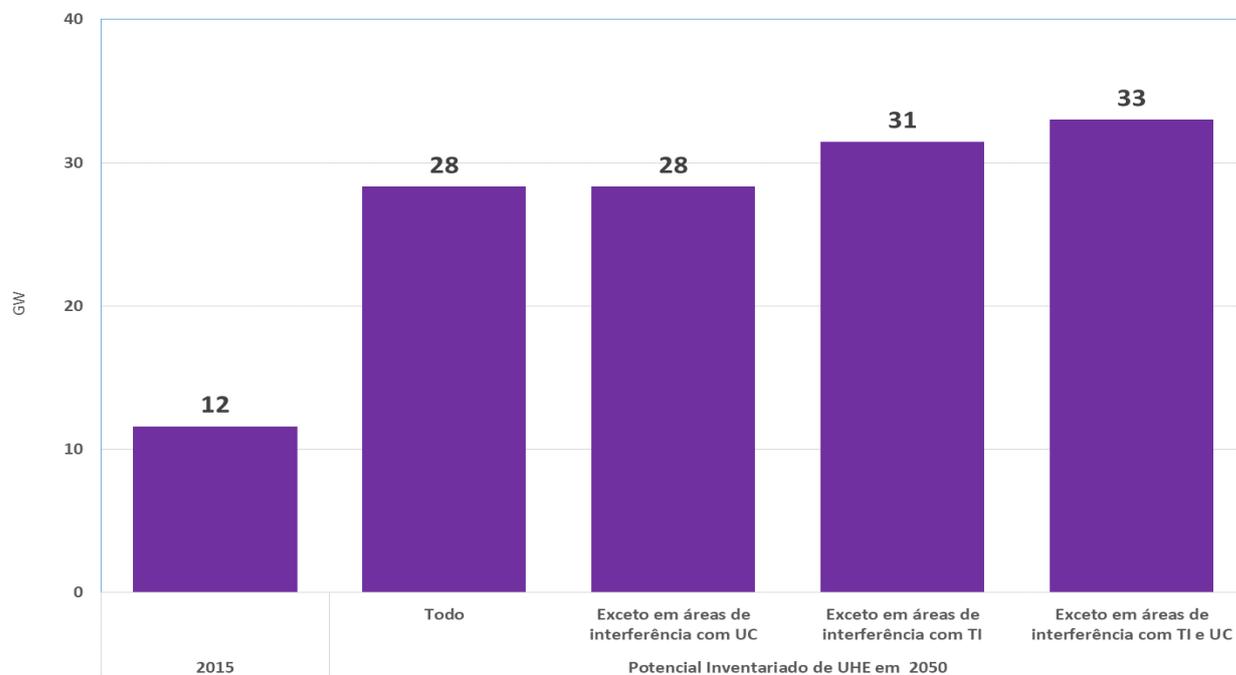
<i>Patamares de Flexibilidade</i>	<i>Preço Utilizado (US\$/MMBTU)</i>	<i>Quantidade Disponível (MM m³/dia)</i>
<i>Contratos Firmes</i>	4	70 a 130
<i>Contratos Firmes/Flexíveis</i>	6	220
<i>Contratos Flexíveis</i>	10	230

Os exercícios qualitativos relacionados às perspectivas de expansão das usinas termelétricas a gás natural (UTE GN) mostram que dois condicionantes afetam sobremaneira o tamanho de sua expansão nas simulações realizadas: o tamanho da expansão de hidrelétricas e a disponibilidade de gás natural a preços mais competitivos (por volta de US\$ 4/MMBTU). Além disso, a possibilidade de as UTEs a biomassa disporem de insumos a preços competitivos também pode limitar a expansão das UTEs a GN.

i. As usinas termelétricas a gás natural podem substituir a eventual restrição à expansão de usinas hidrelétricas com interferência em áreas protegidas?

A restrição ao aproveitamento das usinas hidrelétricas em áreas de interferência abre espaço para a capacidade instalada das termelétricas a gás natural que, em um contexto de disponibilidade de gás natural a preços bem competitivos, aumentaria em quase 5 GW a capacidade instalada em relação ao caso em que todo o potencial está disponível (de 28 GW para 33 GW, conforme Figura 2.1), compensando uma parte da redução de quase 30 GW de capacidade instalada total de UHEs entre os casos em que todo o potencial inventariado de UHE está disponível e aquele em que a expansão não conta com UHEs com interferência em áreas protegidas. Neste último caso, espera-se que o consumo de gás natural atinja quase 45 milhões de m³/dia no período médio e 69 milhões de m³/dia no período crítico.

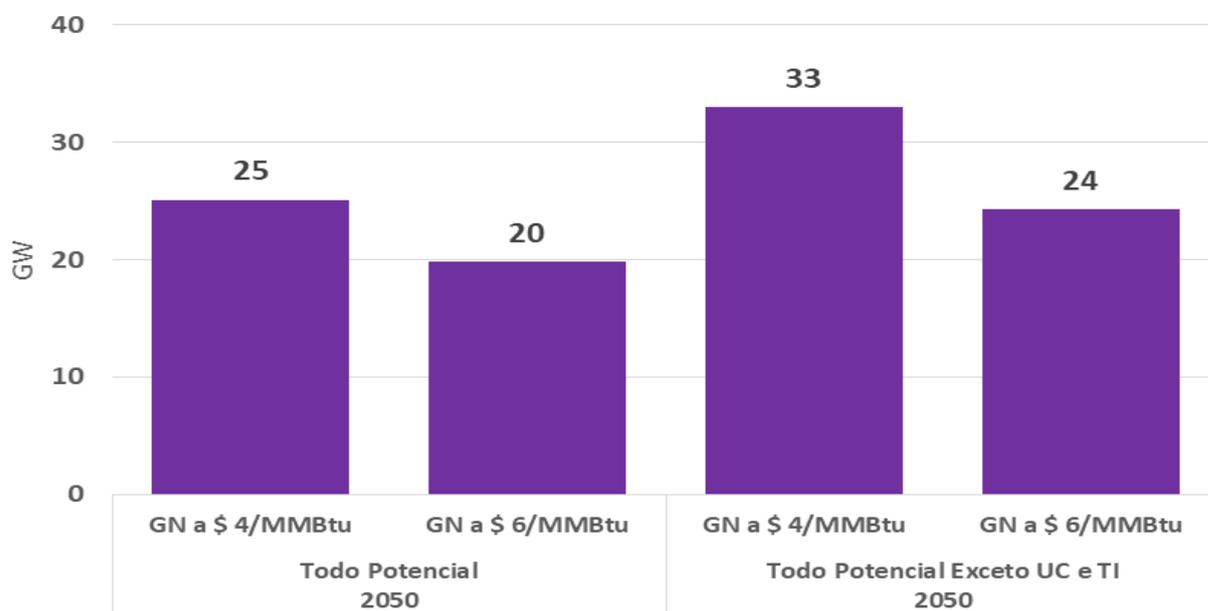
Figura 2.1 – Evolução da capacidade instalada termelétrica a gás natural, em gigawatt, nos casos comparados relativos à complexidade socioambiental das usinas hidrelétricas.



ii. Qual a sensibilidade da expansão das UTEs a GN ao preço do GN?

Alternativamente, foi considerada a disponibilidade de gás natural apenas a valores não inferiores a US\$ 6/MMBTU. O resultado mostra significativa dependência da expansão termelétrica a GN a um combustível mais competitivo (Figura 2.2), com quedas da ordem de 20 a 30% em termos de expansão em relação ao caso com disponibilidade de gás natural a US\$ 4/MMBTU, dependendo se todo potencial inventariado está disponível ou se há restrição à expansão de UHEs com interferência em áreas protegidas.

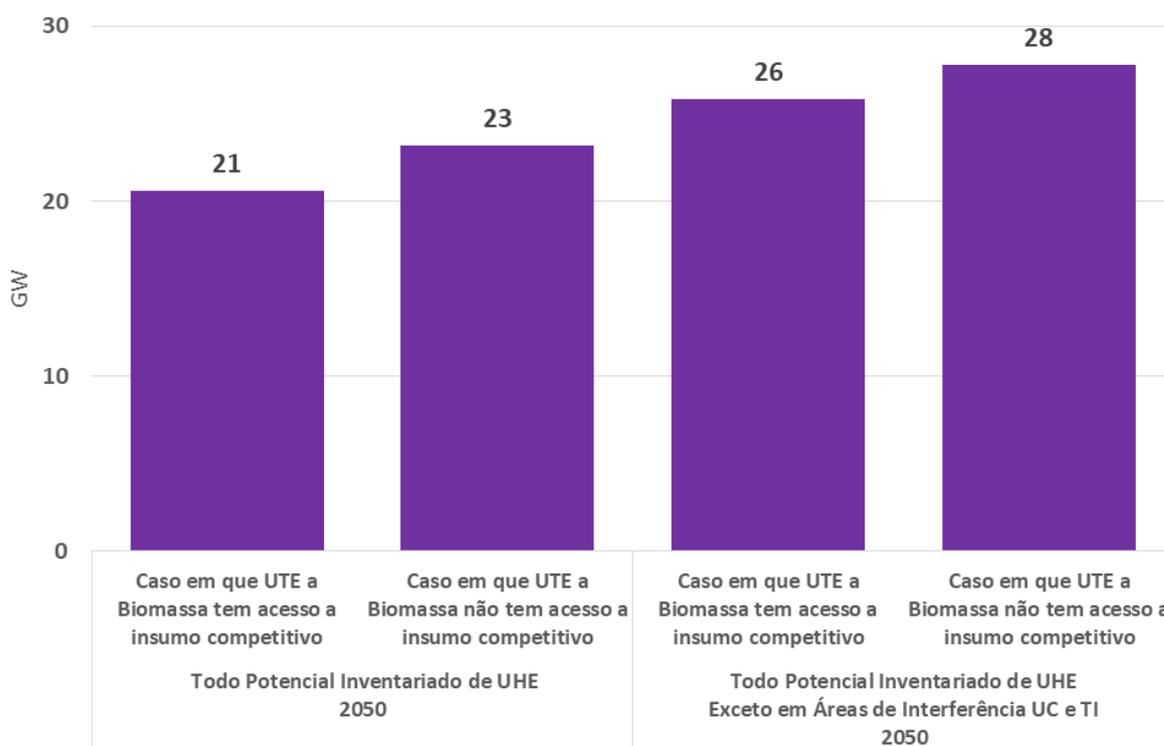
Figura 2.2 – Expansão de termelétricas a GN, em gigawatt, com preços diferenciados para combustível.



iii. Qual sensibilidade da expansão das UTEs a GN a UTEs a biomassa operando com insumo competitivo durante a entressafra?

Além do tamanho da expansão das UHEs e da disponibilidade de gás natural a preços competitivos, outro caso em que a expansão de termelétricas a GN pode encontrar maior limitação é aquela em que há expansão da termelétrica a biomassa operando com cavaco de madeira no período de entressafra. Nesse caso, mesmo com a expansão das UHEs limitada às áreas sem interferência em áreas protegidas e com disponibilidade de gás natural a US\$ 4/MMBTU, a expansão de termelétricas a GN atingiria pouco menos de 30 GW. Se todo o potencial inventariado estiver disponível para expansão e, além disso, as UTEs a Biomassa tiverem acesso a insumo competitivo na entressafra, permitindo sua operação ao longo de todo o ano, a expansão de UTEs a GN pode cair a pouco mais de 20 GW, mesmo com acesso a gás natural em torno de US\$ 4/MMBTU, conforme Figura 2.3.

Figura 2.3 – Expansão de termelétricas a GN, em gigawatt, em casos selecionados.



2.2 Recomendações para Políticas de Longo Prazo

- i. ***Estabelecer regras não discriminatórias e transparentes de contratação de capacidade de gasodutos***

Para a criação de um mercado competitivo de gás natural, as regras de contratação de capacidade dos gasodutos para uso (e expansão) mais eficiente da malha de gasodutos devem se basear no estabelecimento de normativos não discriminatórios e transparentes sobre vários aspectos, tais como: o acesso e compartilhamento de infraestruturas essenciais, a vedação à contratação entre partes relacionadas, o operador das malhas de transporte, programas de *gas release*, códigos de rede, contratação por meio de plataforma eletrônica, contratação independente de capacidade de entrada ou saída nos Sistemas de Transporte

- ii. ***Definir tratamento regulatório para novas soluções tecnológicas bem como articular com autoridades competentes o tratamento tributário***

A viabilidade econômica da utilização do gás natural dependerá da distância, do volume transportado, do preço de venda e do desenvolvimento tecnológico. Neste caso, a definição de adequado tratamento regulatório e tributário pode contribuir para o desenvolvimento de novas soluções como a liquefação de gás natural em embarcações (FLNG), extração de gás natural a partir hidratos de metano, gaseificação do carvão mineral, a tecnologia *gas-to-liquids* (GTL) e a solução *gas-to-wire* (GTW).

iii. *Trabalhar junto às autoridades estaduais no âmbito da distribuição local de gás canalizado e sua regulação estadual para harmonização regulatória com a legislação federal e com os outros entes federativos*

Buscar equacionar questões relativas aos seguintes pontos: adoção de metodologia tarifária eficiente (com sinais econômicos adequados para investimentos e operação da malha de distribuição com transparência na metodologia de cálculo tarifário e componentes da tarifa), separação efetiva entre as atividades de comercialização e serviços de distribuição, enquadramento de consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores, além de estimular estados a adotar medidas em consonância ao NMG.

iv. *Compatibilizar a estabilidade de produção de gás e flexibilidade de geração elétrica*

A exploração e produção de gás natural, especialmente quando associada ao petróleo, requer um fluxo de receita estável e previsível, além de uma demanda estável por gás, quando associado. O setor elétrico, por sua vez, vem utilizando o gás como complemento à fonte hídrica, portanto com demanda de perfil sazonal e períodos de seca prolongada não previsíveis. Uma das saídas tem sido a contratação de recursos mais flexíveis, como GNL ou gás nacional não-associado (*reservoir-to-wire*), além de uma declaração de inflexibilidade de até 50%. Houve avanços recentes, como a adoção da inflexibilidade sazonal, permitindo níveis diferentes de despacho obrigatório nos meses, além de permitir a estratégia de contra-sazonalização para obter um despacho ao longo do ano todo. No entanto, permanece o desafio de utilizar preferencialmente os recursos nacionais de gás natural, em sua maioria associados ao petróleo, e ao mesmo tempo permitir ao setor elétrico a otimização de seus recursos e utilização da geração termelétrica de forma complementar. Parte da solução pode envolver sítios de armazenamento de gás natural, mas ela também será beneficiada pela abertura do mercado de gás, o aumento da base de consumo e a maior liquidez dos contratos.

3 Considerações sobre Custos e Riscos da Interface dos Setores de Gás Natural e Energia Elétrica

O desenvolvimento dos setores de gás natural e de eletricidade no Brasil, para ser efetivo, tem como condição fundamental uma maior integração normativa e regulatória entre ambos os setores. O planejamento energético identifica que o setor elétrico pode obter do setor de gás natural, em conjunto com a geração termelétrica, diversos atributos para atendimento às suas futuras necessidades, como confiabilidade de geração e flexibilidade. Estes atributos estão vinculados a um custo ambiental relativamente competitivo quando se comparam as emissões de usinas a gás natural com, por exemplo, usinas a carvão mineral, a óleo diesel ou a óleo combustível. Além das emissões, outros impactos ambientais podem ser competitivos quando comparados a projetos de novas usinas hidrelétricas e eventuais impactos à fauna, à flora e às comunidades locais.

Pelo lado do setor de gás natural, verifica-se elevada disponibilidade deste energético em território nacional. Entre os principais consumidores, destaca-se atualmente o setor elétrico, juntamente com o setor industrial, com possibilidade de ancorar em partes o desenvolvimento do mercado de gás no país, trazendo benefícios a todos os setores atendidos por gás.

Nesse sentido, a sustentabilidade do desenvolvimento dos setores e a integração entre ambos depende de uma correta alocação de custos e riscos, entre todos os agentes envolvidos, a ser adotada no aprimoramento dos mercados.

Esta seção trata, no tópico 3.1, dos principais riscos e oportunidades percebidos para o desenvolvimento da produção de gás nacional e para o mercado interno. No tópico 3.2 são levantados os principais requisitos necessários ao setor elétrico e em que medida as diferentes tecnologias de geração a partir do gás natural são capazes de atender. O tópico seguinte consolida diversas informações sobre os mercados para Comercialização da Geração Termelétrica a Gás Natural no Brasil. Já no tópico 3.4 são apresentados os principais modelos de negócio de geração termelétrica vigentes no Brasil, além de possíveis modelos para o futuro e, por fim, no tópico 3.5 apresentam-se as principais exigências de comprovação de disponibilidade de combustível para participação de termelétricas a gás natural nos leilões de energia, bem como possibilidades de aprimoramentos nos leilões em prol da harmonização entre os setores.

3.1 Riscos e Oportunidades ao Setor de Gás Natural

Conforme mencionado anteriormente, este tópico traz uma breve análise de riscos e oportunidades ao gás de produção nacional, com foco específico em consumo no Brasil.

3.1.1 Competição com Outros Energéticos e Gás Importado

Inicialmente, cabe destacar que o gás natural é um energético que de forma geral não tem mercado cativo, geralmente, podendo ser substituído por outros energéticos. Ou seja, os consumidores podem arbitrar (normalmente mediante investimento em adaptação das suas instalações) entre o gás natural e outros combustíveis como alternativa de suprimento energético. Por isso mesmo, essa questão implica em riscos para a tomada de decisão de investimento, pois o consumidor tem preferência por não se vincular no longo prazo com o supridor de gás, enquanto o supridor tem preferência por um portfólio de contratos com uma composição mínima de acordos de longo prazo que garantam a demanda firme e o retorno do investimento. Nesse contexto, é importante destacar que a indústria do gás natural se desenvolveu no mundo a partir de contratos de longo prazo e com alto grau de concentração industrial.

Não se pode ignorar, ainda, que a produção nacional de gás natural também estará sujeita à competição do gás importado da Bolívia e do gás natural liquefeito (GNL).

3.1.2 Oferta e Demanda

Outro ponto bastante importante na decisão de implantação de um projeto de escoamento de gás natural é a sua influência na produção de petróleo (especialmente nos campos de gás associado). A indústria do petróleo é organizada em torno de uma atividade que envolve grandes economias de escala, riscos, custos e barreiras à produção de uma *commodity* não renovável. Por isso, é fundamental, do ponto de vista do operador, saber se o escoamento do gás natural afetará (e como influenciará) a produção de petróleo.

De outra forma: (i) a reinjeção de gás é utilizada tecnicamente para otimizar a produção de óleo, evitar a queima do gás acima dos limites permitidos e, portanto, tem alto valor econômico; e (ii) o plano de desenvolvimento do campo tem por objetivo antecipar ao máximo a produção de receitas, para remunerar os investimentos na exploração e produção, e por isso é pouco provável que se justifique aguardar a disponibilidade de infraestrutura de escoamento ou a identificação de uma demanda firme para o gás, para dar início à produção de óleo e gás associado.

Outro aspecto que deve ser levado em consideração está relacionado gama de possibilidades de decisão deste empreendedor sobre a forma de monetizar as reservas de gás natural e sobre o perfil de seu fluxo de receitas ao longo do período de vida útil do projeto (riscos de preços de longo prazo, por exemplo). De modo a exemplificar, pode-se considerar a produção de um determinado campo de petróleo e gás natural *offshore*. O empreendedor poderá decidir em investir principalmente em: (i) transportar o gás natural até a costa ou consumidores em terra; (ii) liquefação do gás natural *offshore*; (iii) a depender do projeto, utilizar o gás natural para obtenção de outro produto (ex: geração de energia elétrica e transportar via cabos de transmissão até a terra); e (iv) reinjeção do gás de modo a produzir mais petróleo. Isso tudo também será bastante influenciado pelo custo de entrega desta molécula no consumidor final, inclusive os aspectos já abordados quanto a competitividade do gás natural frente aos outros energéticos.

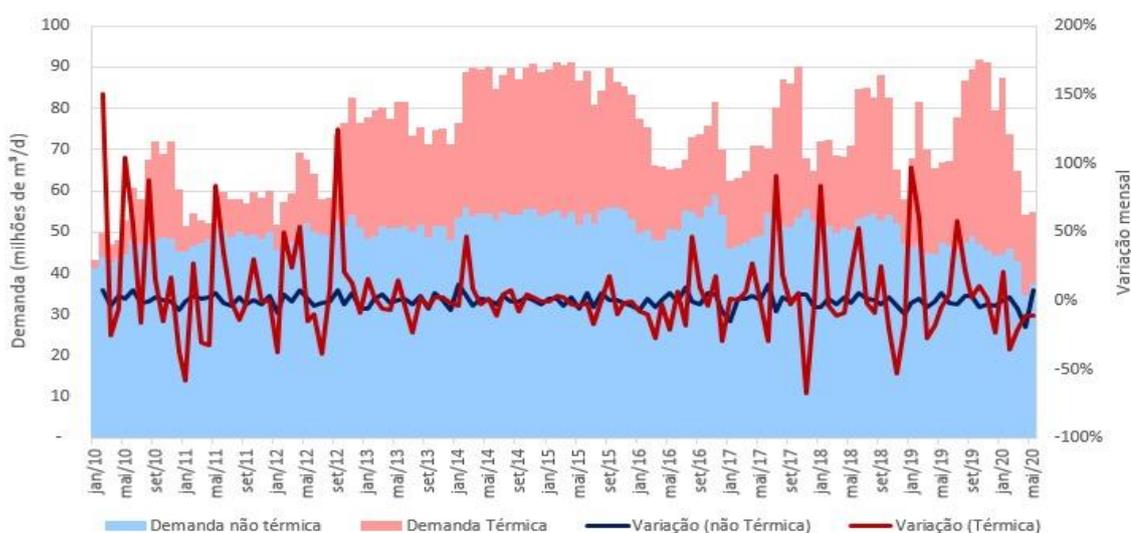
É muito importante destacar também que, no caso de gás associado, cuja produção é ditada pela extração do petróleo, uma demanda de gás com perfil interruptível ou sazonal, a exemplo das termelétricas flexíveis, podem também impor elevada complexidade para a viabilização dos investimentos no

escoamento. A ausência de estocagem ou de um mercado secundário que possa absorver sobras, equilibrando oferta e demanda é uma barreira de fato.

3.2 Aspectos Correlatos ao Setor Elétrico

Com relação ao suprimento de Gás Natural no Brasil, parte significativa destina-se ao atendimento do setor elétrico, que em razão de suas características intrínsecas, especialmente no que tange a alta participação da fonte hidrelétrica com a respectiva variação intra e interanual do regime hidrológico, e, somando-se ainda o aumento da participação das demais fontes renováveis como eólica e solar, impõe elevada variabilidade no consumo ao gás natural. Esta variabilidade gera um desafio ao setor de gás natural que, no atual estágio de desenvolvimento de mercado, busca apoiar seus investimentos sobre contratos de longo prazo, inflexíveis e com cláusulas de *take-or-pay*. Na Figura 3.1, é apresentada a variação mensal da demanda não termelétrica e termelétrica de gás natural.

Figura 3.1 – Variação mensal da demanda não termelétrica e termelétrica de gás natural
Fonte: elaboração própria a partir de MME (2020).



Ainda em relação à variação da geração de energia a partir de usinas termelétricas, observam-se mudanças no setor elétrico, podendo citar a adoção de despacho com discretização semi-horária e previsão para implementação de preços horários no Brasil a partir de 2021. Estas medidas têm como um dos objetivos o estabelecimento de sinais econômicos adequados ao mercado de energia elétrica, com preços críveis, buscando aproximar mais as condições de operação às condições comerciais. A maior discretização temporal na formação dos preços de curto prazo de energia elétrica é uma etapa de suma importância para sistemas que tenham maior participação de fontes não controláveis, como eólica e solar, cuja variação na produção tende a ser mais acentuada que nas tecnologias onde é possível o controle do recurso.

E, nesse contexto, observa-se que a perspectiva de evolução da composição da oferta de geração elétrica prevê uma menor participação de usinas hidrelétricas, que atualmente são as principais responsáveis pelo

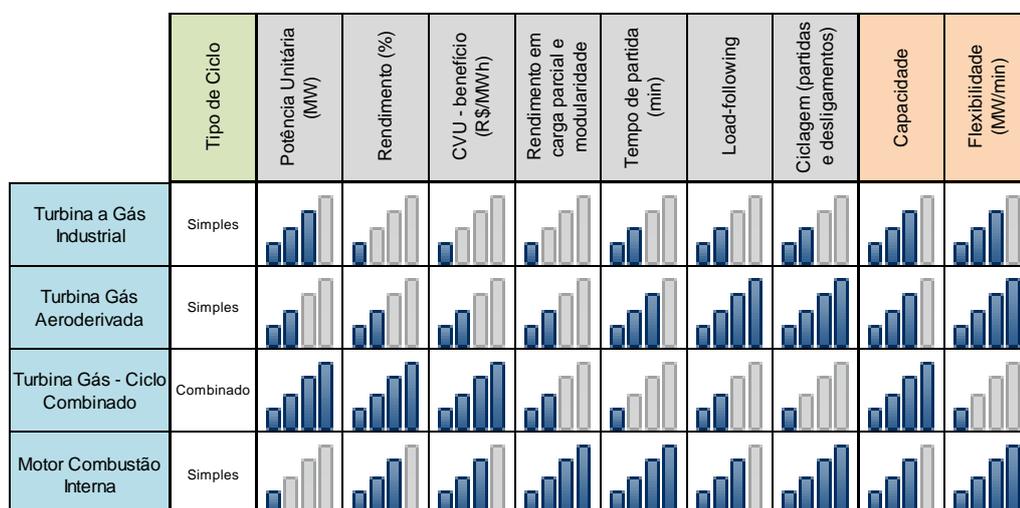
acompanhamento das variações da demanda. Considerando essa e outras mudanças na composição da matriz, serão necessários ajustes também nos modelos de negócio dos setores de energia para provimento de necessidades sistêmicas distintas das que até então guiavam a expansão da oferta de geração.

O problema da expansão, então, se amplia além da necessidade de garantia de suprimento de energia elétrica (entenda-se como suprimento de blocos de geração acumulados em longos períodos de tempo, como meses ou ano), devendo ser observados outros requisitos sistêmicos de menor escala temporal, como a capacidade de atendimento a demanda a todo instante e a possibilidade de lidar com variações de oferta e demanda, respectivamente denominados como requisitos de capacidade e flexibilidade¹³.

Como consequência, novas formas de contratação e modelos de negócio surgirão para valorar adequadamente os atributos de cada tecnologia capazes de atender aos requisitos específicos. Isso favorecerá as opções tecnológicas mais competitivas e que tragam maior valor ao sistema elétrico.

Nesse contexto, por ter habilidade para prover uma vasta gama desses serviços, as usinas termelétricas poderão ter oportunidades relevantes. É importante destacar que, em geral, cada requisito possui uma tecnologia mais adequada, específica para tal contexto, e mesmo que o custo específico possa ser mais elevado, tecnologias que promovam ao mesmo tempo o suprimento a diferentes serviços pode apresentar um custo global mais baixo e, portanto, maior competitividade. A Figura 3.2 exemplifica, determinados requisitos do setor elétrico e capacidade de atendimento a eles a partir de diferentes tecnologias de usinas termelétricas a gás natural.

Figura 3.2 – Atributos de diferentes tecnologias de geração termelétrica a gás natural para atendimento ao setor elétrico¹⁴.



¹³ Este tema é abordado na Nota Técnica EPE-DEE-NT-067/2018, disponível em http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-316/NT_EPE_DEE-NT-067_2018-r0.pdf

¹⁴ Este gráfico considera uma escala de “menos adequado” ou “pior” (uma barra preenchida) para “mais adequado” ou “melhor” (quatro barras preenchidas)

Um desafio adicional está diretamente relacionado com a celeridade da abertura do mercado de gás natural. À medida que o mercado de gás se torna mais líquido, com a participação de mais agentes e o recurso mais abundante, o mercado ficará mais competitivo e com tendência de preços menores. Assim, a oferta de empreendimentos termelétricos se amplia e a lógica de contratação da fonte no mercado de energia elétrica também é afetada, sendo fundamental o avanço nas discussões associadas à maior harmonização entre o setor de gás natural e o setor elétrico.

Nesse contexto, cabe evidenciar as discussões iniciadas no subcomitê SC-08 da iniciativa Gás para Crescer, criado especificamente para tratar da harmonização entre os referidos setores¹⁵. Com base em relatório produzido pelo grupo já podem ser observados alguns avanços de curto prazo, em documentos infra legais e discussões avançadas¹⁶. Entre eles, destacam-se:

- Adequação da cláusula de penalidade por não suprimento de Gás:
 - Tema revisado, resultando na publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 827/2018, que altera a cláusula de penalidade, constante na Resolução Normativa ANEEL nº583/2013.
- Possibilidade de declaração sazonal da inflexibilidade:
 - O MME vem permitindo a adoção de inflexibilidade sazonal a partir do leilão A-6/2017, impactando na competitividade dos empreendimentos. É fundamental destacar que esta medida permitiu a assunção de diferentes estratégias e riscos associados por parte dos empreendedores.
- Fórmula e índices de reajuste de preços dos combustíveis no CVU e RFcomb:
 - Medida já adotada, com a publicação da Portaria MME nº318/2017, que altera a Portaria MME nº42/2007.
- Flexibilização da declaração de parâmetros de CVU e RFcomb (desvinculação):
 - Medida já adotada, com a publicação da Portaria MME nº318/2017, que altera a Portaria MME nº42/2007.

¹⁵ Para mais detalhes sobre estas discussões acesse: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/gas-para-crescer/subcomites-do-ct-gn>.

¹⁶ Discussões mais recentes sobre o assunto se encontram disponíveis na Nota Técnica “Atualização dos diagnósticos e das recomendações do relatório do Subcomitê 8 do Programa Gás para Crescer”, do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural. Data: 30 de dezembro de 2019. <http://www.mme.gov.br/documents/36112/491926/20191230+-+1%C2%BA+Relat%C3%B3rio+GT+g%C3%A1s-energia+el%C3%A9trica+-+Avalia%C3%A7%C3%A3o+relat%C3%B3rio+SC8+G%C3%A1s+para+Crescer+-+FINAL.pdf/78b0e483-9292-d37a-6dd1-2c82a7965e97>

Entretanto, temas com discussão iniciada no grupo ainda carecem de maior maturidade e estudos, dentre os quais destacam-se:

- Prazos de contratos de gás com horizonte rolante, e horizontes rolantes para comprovação de reservas (gás nacional);
- Limites inferiores e superiores de compromisso de geração para empreendimentos UTEs do tipo “*Gas-to-Wire*”, com verificação plurianual;
- Institucionalização de ferramentas computacionais de apoio ao planejamento integrado gás – EE;
- Critérios de despacho por carga de GNL;
- Armazenamento virtual para gestão de variabilidade de demanda; e
- Leilões coordenados de termelétricas e gasodutos.

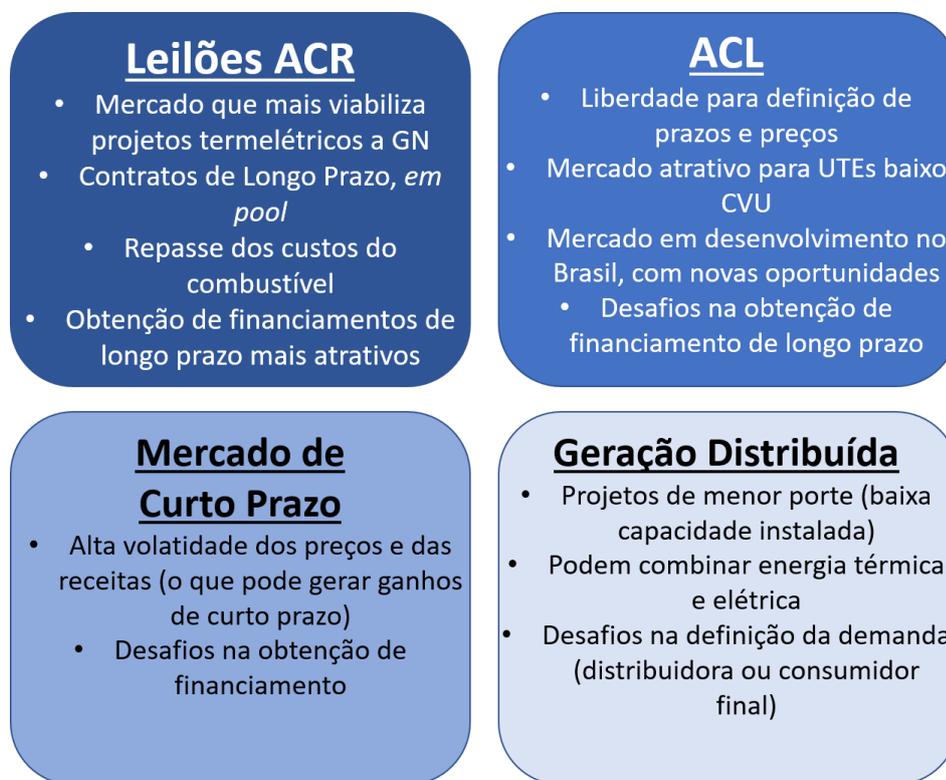
As discussões em curso associadas a alteração do marco regulatório do setor de energia elétrica, iniciadas na Consulta Pública MME n.º 33, de 05 de julho de 2017, também alavancam as incertezas associadas ao futuro. Para um setor elétrico com sustentabilidade a longo prazo é importante que as ações propostas sejam coordenadas e sequenciais, sob o risco de se produzir um marco regulatório no setor de eletricidade insustentável no longo prazo.

Especificamente no caso do gás natural, grande desafio diz respeito a como criar um ambiente propício para que esse recurso possa fazer parte da expansão da oferta de eletricidade prestando diferentes tipos de serviços, com diversos modelos de negócio e de forma competitiva.

3.3 Mercados para Comercialização da Geração Termelétrica a Gás Natural

Para fins de comercialização de energia elétrica a partir do gás natural, são levantados quatro potenciais ambientes de comercialização ou compensação de energia elétrica: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), o Ambiente de Contratação Livre (ACL), o Mercado de Curto Prazo e a Geração Distribuída. Ressalta-se que na Geração Distribuída duas possibilidades de negócio são possíveis: a compensação de energia ou comercialização de energia junto à rede distribuidora. A figura abaixo apresenta alguns pontos abordados nos itens abaixo, sob a ótica do empreendedor/gerador termelétrico.

Figura 3.3 – Aspectos dos Mercados para comercialização da Geração Termelétrica a Gás Natural, considerando a ótica do empreendedor/gerador (elaboração própria).



Leilões ACR

- Mercado que mais viabiliza projetos termelétricos a GN
- Contratos de Longo Prazo, *em pool*
 - Repasse dos custos do combustível
- Obtenção de financiamentos de longo prazo mais atrativos

ACL

- Liberdade para definição de prazos e preços
- Mercado atrativo para UTEs baixo CVU
- Mercado em desenvolvimento no Brasil, com novas oportunidades
 - Desafios na obtenção de financiamento de longo prazo

Mercado de Curto Prazo

- Alta volatilidade dos preços e das receitas (o que pode gerar ganhos de curto prazo)
 - Desafios na obtenção de financiamento

Geração Distribuída

- Projetos de menor porte (baixa capacidade instalada)
- Podem combinar energia térmica e elétrica
- Desafios na definição da demanda (distribuidora ou consumidor final)

3.3.1 Leilões de Energia no Ambiente de Contratação Regulada - ACR

O Ambiente de Contratação Regulada (ACR) visa ao atendimento dos consumidores cativos, conectados às distribuidoras de energia elétrica, que pagam tarifas reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica. De acordo com o Decreto 5.163, de 2004, as distribuidoras de energia elétrica devem garantir o atendimento de 100% do seu mercado mediante contratos. Assim, os Leilões de Energia são o principal mecanismo de contratação pelas distribuidoras. Nestes processos licitatórios, usinas termelétricas a gás natural têm tido a possibilidade de participar mediante contratos por “disponibilidade”. Nesta modalidade, os riscos de exposição aos preços de curto prazo associados à decisão de despacho pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS são assumidos pelos compradores, e os agentes geradores se comprometem com a disponibilidade da usina para despacho, associada ao nível de contratação, recebendo receita fixa anual, paga em 12 parcelas. Ainda nessa modalidade de contratação, é importante destacar que os geradores também recebem o repasse de seus custos variáveis sempre que gerarem sob despacho centralizado (*pass-through* dos custos de combustível). Os agentes têm a opção de indexar os custos variáveis a diferentes marcadores de preços internacionais de combustível, que possibilitam a atualização dos mesmos custos variáveis periodicamente, em períodos mensais. Assim, o risco de preço dos combustíveis nos mercados internacionais fica alocado aos consumidores, o que tende a permitir preços mais baixos de energia por parte dos geradores.

A previsibilidade de receitas, o repasse dos custos variáveis de produção, a alocação do risco dos preços de combustíveis nos mercados internacionais e a celebração de contratos de geração de energia com

prazos entre 15 e 25 anos tem sido um facilitador para o desenvolvimento de projetos termelétricos, com especial destaque para a obtenção de financiamento desses projetos termelétricos.

Como resultado e conforme será abordado ainda neste documento, diversos modelos de suprimento de gás natural para a geração termelétrica têm se viabilizado para o atendimento ao ACR, a exemplo de usinas a gás natural liquefeito, *Reservoir-to-wire*, gás natural importado e pré-sal.

3.3.2 Ambiente de Contratação Livre - ACL¹⁷

O Ambiente de Contratação Livre é o segmento de mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica via contratos bilaterais, livremente negociados entre agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores, exportadores de energia, consumidores livres e consumidores especiais¹⁸. Cabe salientar que, de acordo com a Lei nº 9.074, de 1995, e a Portaria MME nº 514, de 27 de dezembro de 2018, os consumidores com carga igual ou superior a 2 MW podem optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional. Há, ainda, a previsão de redução gradual deste limite de 2 MW para 500 kW até janeiro de 2023. Este ambiente apresenta como característica a possibilidade de celebração de contratos com liberdade para definição de prazos e preços.

Este mercado tem pouco contribuído para o desenvolvimento de novos projetos de usinas a gás natural. Alguns projetos, especialmente com valores baixos de CVU (especialmente utilizando gás natural nacional), possuem um pequeno percentual de garantia física não negociada em leilões do ACR que são destinadas ao ACL. De acordo com ABRACEEL¹⁹, dos cerca de 6,1 GW de usinas termelétricas que estavam em fase de construção em julho/2019, cerca de 5,5 GW (mais de 90%) estavam comprometidos com o ACR e menos de 2% eram de usinas termelétricas com 100% dos contratos no ACL (considerando todos os combustíveis, especialmente biomassa com CVU nulo). Pode-se elencar como principais entraves para o desenvolvimento de projetos neste ambiente a volatilidade dos preços dos combustíveis e os prazos contratuais geralmente praticados (59% com prazos inferiores a 4 anos, 27% com prazo entre 4 e 10 anos e 14% com prazo superior a 10%²⁰), o que acarreta dificuldades de obtenção de financiamento de longo prazo.

¹⁷ Em paralelo ao ACL, pode-se considerar a autoprodução de energia. Esta figura se aplica normalmente a grandes consumidores, ou consumidores eletrointensivos, que decidem gerar em partes ou na totalidade a eletricidade que irá consumir. Apesar de não configurar um mercado para a comercialização de energia termelétrica a gás natural, a autoprodução de energia pode vir a ser um nicho interessante para o uso de gás para geração elétrica, especialmente em aplicações de economia de escopo, como cogeração. Embora o preço do gás natural ainda seja uma barreira para este tipo de negócio, esta situação pode mudar com o Novo Mercado de Gas e com a Modernização do Setor Elétrico.

¹⁸ TOLMASQUIM, MAURÍCIO T.; *Power Sector Reform in Brazil*. Rio de Janeiro: Synergia; Brasília: EPE, 2012.

¹⁹ ABRACEEL: *Expansão da Oferta para o Mercado Livre*, julho, 2019.

²⁰ ABRACEEL: *Boletim Anual 2019*.

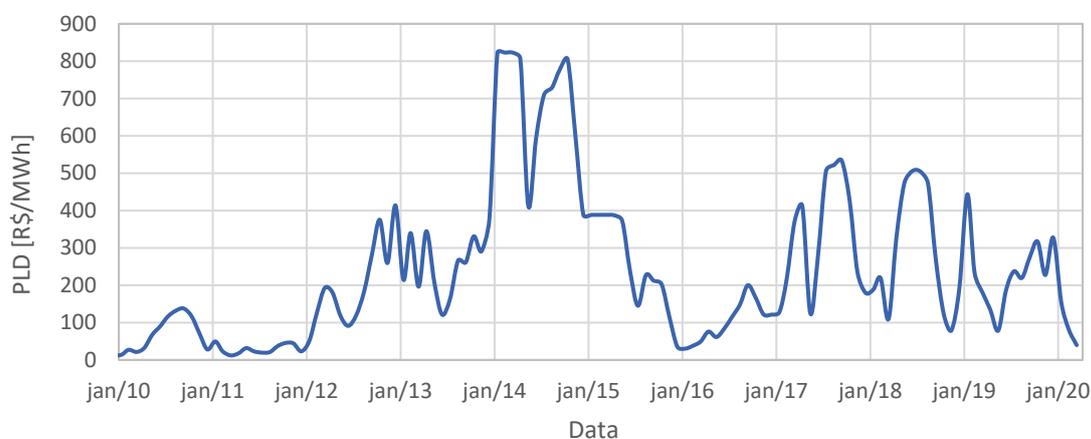
Adicionalmente, cabe destacar que um aprimoramento em andamento no setor elétrico é a implementação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) horário, a partir de 2021, e despacho semi-horário, já implementado em 2020. Este aumento da discretização temporal do preço da energia elétrica tenderá a refletir de modo mais adequado o valor da energia nos submercados elétricos a cada hora, transferindo aos agentes geradores e comercializadores de energia maiores riscos concernentes aos compromissos de geração. Esta medida tenderá a reconhecer de modo financeiramente mais apropriado a confiabilidade da geração, podendo ampliar a competitividade das termelétricas a gás natural no Ambiente de Contratação Livre (ACL), como eventual ferramenta de gestão de portfólios de geração.

3.3.3 Mercado de Curto Prazo

O Mercado de Curto Prazo, por seu turno, é formado pela desigualdade entre o somatório de toda a energia contratada e de toda a energia efetivamente gerada e consumida no Sistema Interligado Nacional (SIN). A liquidação desta diferença ocorre ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), o qual depende das condições do mercado no momento da realização da transação²¹. Estas condições dependem fortemente do regime hidrológico vigente e do Custo Marginal da Operação (CMO) do sistema elétrico no Submercado em que atua o agente gerador. Dado que o regime hidrológico tem elevada variabilidade e a demanda por energia elétrica se apresenta como uma variável economicamente inelástica no curto prazo, resulta que o PLD apresenta alta volatilidade. Deste modo, os agentes geradores tendem a evitar a exposição ao PLD para evitar imprevisibilidade de fluxo de receitas na geração. Em todo caso, é possível estabelecer estratégias de negócio, por exemplo, alocando uma parcela da geração ao PLD para aproveitamento de períodos de preços elevados. Conforme se pode observar na figura abaixo, que contém os valores históricos do PLD no Submercado Sudeste/Centro-Oeste, desde janeiro de 2013 a janeiro de 2019, houve momentos em que o PLD esteve próximo a R\$800/MWh. Porém, cabe destacar que para o ano de 2020 o PLD está limitado a um teto de R\$ 559,75/MWh, conforme estabelecido pela ANEEL.

²¹ SILVA, EDSON L.; Formação de preços em mercados de energia elétrica. Florianópolis: Edição do Autor, 2012.

Figura 3.4 – Valores históricos do PLD no Submercado Sudeste/Centro-Oeste, de janeiro de 2010 a janeiro de 2020. Fonte: CCEE, 2020.



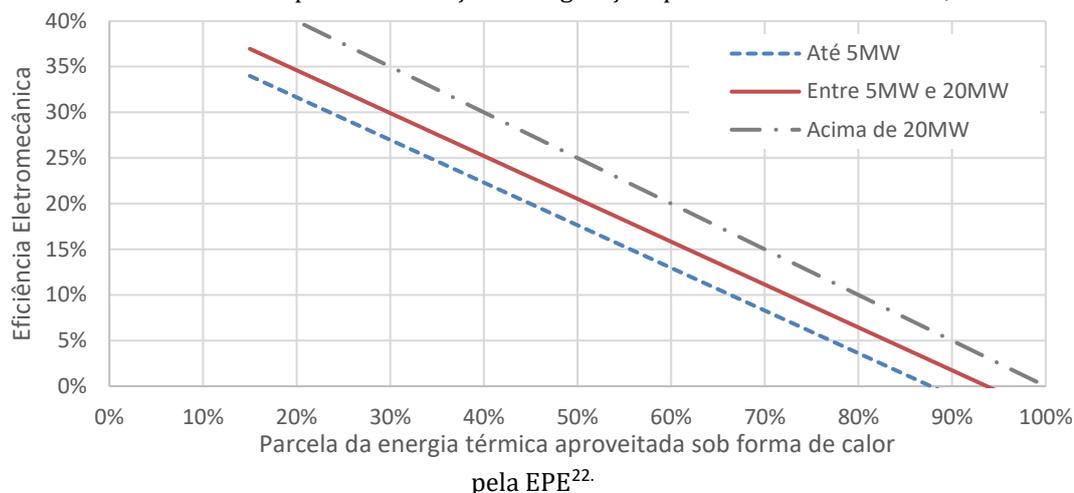
O PLD médio ao longo destes 5 anos foi de R\$322/MWh. Cabe destacar que o preço atualmente é estabelecido com discretização semanal e por patamar de carga. A partir de 2021, o PLD será definido com base horária e com outros critérios para definição do limite superior. Para efeito de comparação, caso o PLD horário já estivesse em vigor, o valor máximo seria de R\$ 1.148,36/MWh. Assim como já abordado no ACL, a adoção do preço-horário pode promover o desenvolvimento de soluções de geração termelétrica no mercado de curto prazo.

3.3.4 Geração Distribuída

Por sua vez, a geração distribuída se caracteriza como a produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente à rede de distribuição elétrica que atende o consumidor. A geração distribuída pode se dar de duas formas: pela comercialização da energia entre o gerador e a distribuidora ou pela compensação de energia.

Segundo o Decreto nº 5.163, de 2004, as distribuidoras podem atender a até 10% de sua carga através de projetos de geração distribuída. A contratação dos empreendimentos deste tipo deve ser feita por meio de chamadas públicas, promovidas diretamente pelos agentes de distribuição, com preço-teto limitado ao maior valor entre o Valor Anual de Referência (VR) e o Valor Anual de Referência Específico (VRES). Adicionalmente, o Decreto estabelece critérios técnicos mínimos para atendimento à geração distribuída, detalhados pela ANEEL. No caso de termelétricas a gás natural, são passíveis de geração distribuída usinas de cogeração classificadas como “cogeração qualificada”. Esta classificação se trata de atendimento a critérios mínimos de eficiência térmica e eletromecânica simultaneamente, a depender da potência elétrica da usina e das parcelas de energia alocadas à geração de calor e à geração elétrica. Na Figura 3.5 são apresentadas curvas características para cogeração qualificada. Basicamente, as usinas devem ter uma combinação de potência elétrica e eficiências de modo que não estejam abaixo das curvas características correspondentes. Cabe ainda mencionar que a lei dispõe que o VRES deve ser calculado pela EPE e aprovado pelo MME e atualmente está definido em R\$ 451,00/MWh para empreendimentos de cogeração qualificada a gás natural, referenciado a preços de fevereiro de 2018, conforme Portaria MME nº 65, de 27 de fevereiro de 2018.

Figura 3.5 – Curva característica para classificação de cogeração qualificada. Fonte ANEEL, 2006. Elaborado



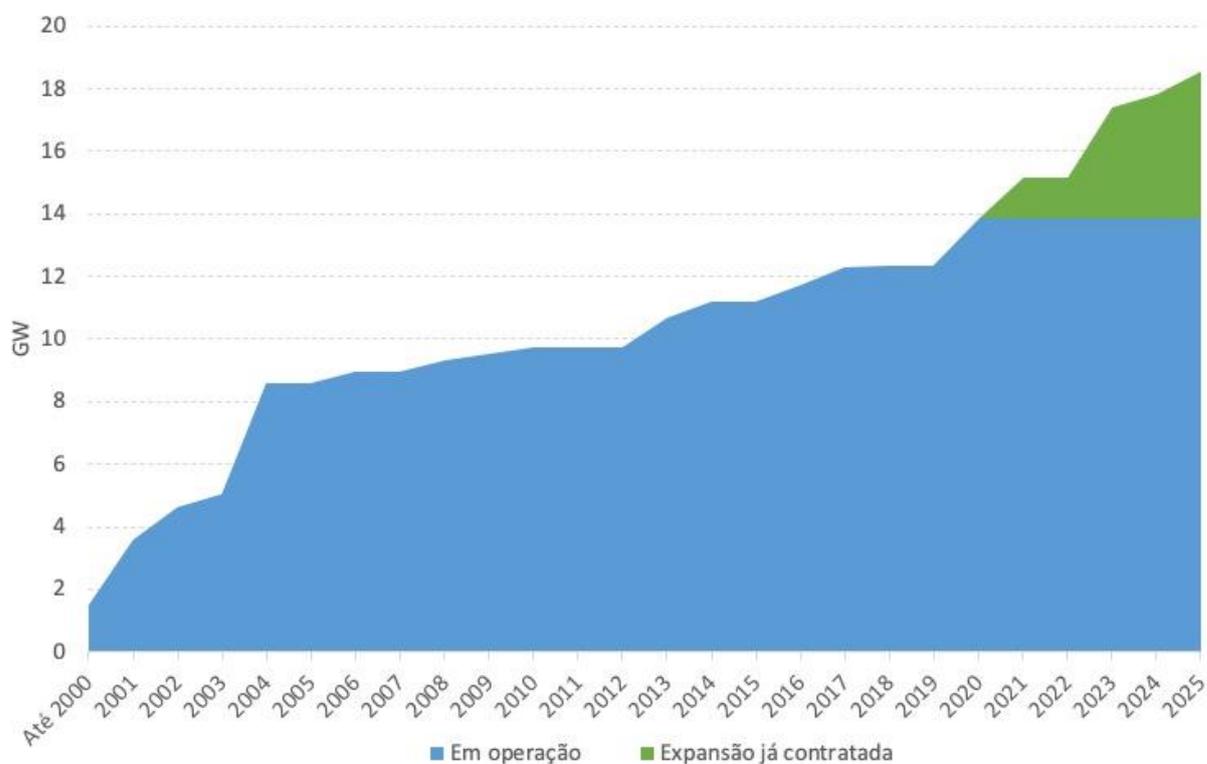
Por fim, a modalidade de compensação de energia na geração distribuída permite que uma mesma pessoa jurídica ou uma cooperativa possa atender remotamente à carga de suas unidades consumidoras por meio de sua própria geração, utilizando a rede elétrica da distribuidora local como meio físico de compensação da energia. Esta modalidade pode ser classificada como mini ou microgeração distribuída, a depender da potência instalada da geração. Termelétricas a gás natural podem ser elegíveis a mini ou microgeração distribuída desde que atendam aos critérios de cogeração qualificada e apresentem potência elétrica inferior ou igual a 5 MW. Esse segmento de mini ou microgeração distribuída, atualmente, tem uma participação muito pequena de empreendimentos termelétricos a gás natural.

3.4 Principais Modelos de Negócio das Usinas Termelétricas a Gás Natural no Brasil

Nos últimos 20 anos, a capacidade instalada de usinas termelétricas a gás natural no Brasil saltou de menos de 2.000 MW para cerca de 14.000 MW. Se ainda considerarmos as usinas já contratadas em leilões já realizados, a capacidade deverá superar os 18.000 MW em 2025. Essa evolução é mostrada na figura abaixo.

²² AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Estabelece os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogedoras de energia e dá outras providências. Resolução Normativa N° 235, de 14 de novembro de 2006.

Figura 3.6 – Evolução da Capacidade Instalada das Usinas Termelétricas a Gás Natural no Brasil, incluindo a expansão já contratada em Leilões do ACR (elaboração própria, 2020)



Em linhas gerais, cabe destacar que a maioria das usinas viabilizadas até o começo da década passada era de usinas conectadas a malha integrada de gasoduto. Nos últimos 10 anos foram desenvolvidos diversos projetos termelétricos considerando diferentes formas de suprimento de gás natural, acarretando uma série de novos modelos de negócio. Nesta linha pode-se destacar a expansão por meio de projetos do tipo *reservoir-to-wire* bem como de usinas integradas a terminais de GNL. Abaixo, descreve-se de maneira sucinta, os principais modelos de negócio existentes de usinas termelétricas - UTE a gás no Brasil, de acordo com a solução de fornecimento de gás natural e a localização da UTE. Também são apresentados os principais desafios e oportunidades de cada um.

3.4.1 Reservoir-to-Wire

Também conhecido como *Gas-to-Wire* ou Usinas “Cabeça ou boca de Poço”, no modelo *reservoir-to-wire* a termelétrica é integrada à exploração e produção de gás natural em terra, como alternativa para monetização do gás, especialmente na ausência de infraestrutura de transporte ou de escoamento de gás natural na região.

Desafios: necessidade de comprovação de recursos para 100% de despacho limita a expansão da geração; necessita alguma perspectiva de despacho para planejar as campanhas de E&P de gás; localização da UTE próxima aos reservatórios;

Oportunidades: preço de gás bastante competitivo; utiliza gás nacional; não requer despacho antecipado; possui certo grau de flexibilidade já que a produção de gás geralmente pode se adequar ao nível de despacho; solução para a monetização do gás natural no interior do país, tendo em vista a deficiência de infraestrutura logística para movimentação do gás natural nestas localidades, contraposta à facilidade de acesso à rede elétrica (livre acesso à rede de energia elétrica); o gás, dependendo de suas características, pode não requer um condicionamento e processamento necessário para a adequação ao transporte (considerando a regulamentação da ANP), porque não entra na malha de gasodutos; podem apresentar menor cronograma de obras.

3.4.2 UTE Integrada ao Terminal de GNL

Modelo em que a termelétrica é integrada a um terminal de regaseificação de GNL, localizado na costa (ou em rios de grande porte), não necessariamente conectado à malha de transporte de gás natural. O terminal de regaseificação pode ser próprio (mesmo proprietário da UTE) ou de terceiros.

Desafios: compras no mercado *spot* e contratos mais flexíveis têm preço mais alto; contratos de gás natural/GNL (*Gas Supply Agreement - GSA*) mais competitivos possuem *take-or-pay* mais elevado, limitando a flexibilidade; custo de investimento para construção do terminal pode ser financiado pela UTE (nos modelos de negócio onde o desenvolvedor da UTE é o proprietário ou possui participação no terminal de regaseificação), com necessidade de contratos de longo prazo; contratos de gás geralmente em dólares (ou moeda estrangeira) indexados a mercados internacionais; risco de excesso de capacidade de regaseificação (ociosidade) financiada diretamente pela tarifa de energia elétrica (ex: Espanha); modelo de compartilhamento de infraestrutura ainda não foi testado no país; tempo de deslocamento do GNL pode ser entrave para a flexibilidade, com boa parte dos projetos solicitando despacho antecipado; necessidade de despacho da carga total do navio; necessidade de outros usos para o gás (quando a UTE não está despachada) de modo a evitar *boil-off*;

Oportunidades: acesso ao mercado internacional de GNL traz segurança de suprimento energético, diversidade de fornecedores e concorrência em preços e arranjos contratuais; serve como âncora para importação de GNL e eventuais incentivos ao desenvolvimento do mercado nacional de gás natural; os preços do mercado internacional podem ser bastante atrativos em momentos de excesso de suprimento.

3.4.3 UTE Interligada à Malha de Gasoduto de Transporte

Modelo em que a termelétrica tem o gás natural fornecido através da malha de transporte. A molécula pode ser proveniente de campos associados ou não-associados, *onshore* ou *offshore*, nacional ou importada ou ainda ser proveniente de GNL. Do ponto de vista comercial, podem existir diferentes riscos envolvidos, a depender de quem é o responsável pelos contratos diretos com cada elo da cadeia de suprimento: em especial, molécula e transporte. Este modelo de termelétricas foi amplamente adotado pelas usinas com participação da Petrobras, desde o início dos anos 2000, considerando os direitos dos elos da cadeia de suprimento de gás natural, podendo, inclusive, realizar uma gestão de portfólio de suprimento.

Atualmente, com a redução da participação da Petrobras no setor de gás natural e com o processo de desverticalização deste mercado, verifica-se, na expansão da geração termelétrica a gás natural, uma tendência de não uso da malha de transporte para geração termelétrica, vez que os custos adicionais à conexão ao transporte atualmente cerceiam a competitividade para geração elétrica em relação a usinas em sistemas isolados de suprimento de gás.

Com o desenvolvimento do Novo Mercado de Gás, existe expectativa de que os agentes geradores termelétricos identifiquem no futuro melhores oportunidades econômicas de suprimento com sua integração à malha de gasodutos. Num possível ambiente de mercado de gás com ampla participação de diversos agentes supridores e consumidores, poderia se viabilizar um ou mais *hubs* de gás, trazendo liquidez para contratação do combustível em diversos horizontes. Isto poderá permitir melhor gestão dos contratos, capturas de oportunidades conjunturais e redução da percepção de risco de não geração elétrica por falha de suprimento. Adicionalmente, este ambiente pode criar possibilidades maiores para comercializadores de gás natural, que teriam condições de prestar serviços mais personalizados aos diferentes consumidores, incluindo as termelétricas, com custos sensivelmente inferiores à condição atual, em que os agentes geradores celebram contratos diretamente com os supridores do combustível e contratam a capacidade da infraestrutura de gasodutos.

Desafios: atualmente, a conexão de usinas termelétricas à malha de transporte tende a aumentar os custos com suprimento de gás em comparação aos outros modelos de negócio. Além disso, pode acarretar percepção de risco por parte dos consumidores, uma vez que os fornecedores de gás natural conectados à malha de gasodutos constituem um oligopólio, podendo estar sujeito a práticas anticompetitivas. Outro aspecto a ser mencionado está na dificuldade histórica de contratação de capacidade no transporte. Espera-se que o novo modelo de contratação (de entradas e saídas) traga maior eficiência ao mercado (cabe destacar que ainda não foi testado no Brasil). Com o mercado de gás em transformação, ainda existem incertezas em relação ao resultado e andamento das reformas, fato que desincentiva os agentes a se interligarem à malha (em conjunto com a questão da competitividade, mencionada anteriormente). Com isto, cria-se um problema de circularidade: dado que o setor do gás natural se caracteriza como indústria de rede e necessita de elevados custos com investimentos para construção da infraestrutura, é essencial que haja a participação crescente do número de agentes com interesse em se conectar à malha, dispostos a celebrarem contratos de mais longo prazo. Por outro lado, dados os riscos associados à expansão desta infraestrutura, e dada a ampla disponibilidade de substitutos energéticos no Brasil, os agentes tendem a evitar esta solução de suprimento.

Oportunidades: a integração à rede de gasodutos aumenta substancialmente a garantia de suprimento ao consumidor, tendo em vista o maior número de fornecedores disponíveis em relação ao suprimento isolado, como usinas verticalizadas a GNL (isoladas da rede de transporte), ou a *reservoir-to-wire*. Adicionalmente, a velocidade de se conseguir fornecedor substituto tende a ser maior do que no caso de suprimento via GNL. Num mercado maduro de gás natural, a conexão à malha de gasodutos tende a reduzir o impacto econômico do custo do suprimento frente à localização da usina, possibilitando, inclusive, interiorização da expansão termelétrica e maior proximidade de determinados centros de carga. Em caso de contrato da termelétrica com comercializador de gás natural, pode haver a possibilidade de alta flexibilidade no fornecimento de gás com custos sensivelmente menores aos geradores, tendo em vista a transferência da gestão de contrato da molécula e da infraestrutura logística ao agente detentor de portfólio de contratos.

3.4.4 UTE com Suprimento de Gás Natural (*Offshore*) de Produção Nacional

Modelo em que o contrato de compra e venda da molécula de gás é celebrado com produtores independentes (a exemplo do caso do gás natural associado do pré-sal). No caso de suprimento de gás nacional proveniente de campos *offshore*, o transporte é feito por gasodutos de escoamento até a costa, e, a depender do caso, por gasodutos de transporte.

Desafios: pode haver dificuldade de contratação do processamento, visto que atualmente a capacidade de processamento de gás natural brasileira está concentrada em um único agente. O custo do gás pode ter pouca atratividade, dependendo das condições do campo, de conteúdo de CO₂, distância da costa, entre outros. No caso de suprimento a partir de campos de gás associado há pouca flexibilidade para variações na produção e fornecimento de gás, dada a dificuldade operacional e econômica de sacrificar a produção de óleo (conforme mencionado anteriormente). No mercado atual de gás, esta característica induz à termelétrica um perfil de geração com altos níveis de inflexibilidade (ou com altos fatores de capacidade ou despacho). Caso se trate de usina integrada na malha de transporte, tende a aumentar ainda mais os custos com suprimento de combustível.

Oportunidades: a depender das características do campo de produção, a geração a partir de gás *offshore* pode ser bastante competitiva, mesmo com os elevados níveis de inflexibilidade. Uma vantagem natural deste modelo de negócio frente à geração a partir do GNL é que neste caso não há necessidade de despacho antecipado. Cabe destacar ainda que alguns produtores independentes de gás natural já possuem portfólio para prover certa flexibilidade de fornecimento de gás natural.

3.4.5 UTE com Suprimento de GNL em Pequena Escala

A expansão e consolidação do mercado de GNL em escala global tem permitido a viabilização de soluções de suprimento em pequena escala, denominadas *small scale LNG*, ou ssLNG. Estas soluções visam a atender a diversos clientes de pequeno e médio porte, em regiões sem acesso à rede de gasodutos e com restrições energéticas. A origem do GNL para o atendimento aos pequenos consumidores pode ser a partir de locais com grandes plantas de liquefação, nos quais os preços de GNL são competitivos nos mercados internacionais ou a partir de plantas de liquefação de pequena escala, normalmente, localizadas em regiões mais próximas e acessíveis aos seus consumidores. O transporte do GNL de pequena escala ocorre pelos denominados “gasodutos virtuais”, que podem ser navios de pequeno porte ou barcaças, no caso de acesso hidroviário; caminhões tanque, no caso de vias rodoviárias; transporte ferroviário, ou mesmo uma combinação entre os modais de transporte. Para atendimento a consumidores termelétricos, normalmente, a regaseificação ocorre diretamente nas imediações da usina.

Esta solução tem amplo potencial de substituição do óleo diesel e óleo combustível, seja por competitividade ou razões econômicas, seja por restrições ambientais. No Brasil, verifica-se a crescente participação de projetos termelétricos com solução ssLNG nos leilões de energia ao Sistema Interligado Nacional, embora esta solução ainda não tenha se sagrado vencedora neste ambiente de contratação.

Nos sistemas isolados existe um projeto de geração com ssLNG em fase de construção em Roraima, com cerca de 130 MW de capacidade. Este empreendimento vendeu energia elétrica no Leilão de Sistemas Isolados de Roraima em 2019, com prazo contratual de 15 anos. O gás natural terá sua produção em terra,

a partir de 2021, no estado do Amazonas. Será liquefeito a partir de uma planta de pequena escala no próprio sítio de produção e transportado de caminhão até Boa Vista, onde se localizará a usina.

Cabe destacar que a solução de suprimento por gasodutos virtuais, via ssLNG, pode ser vista como cooperadora para a expansão da malha de gasodutos de transporte e distribuição, tendo em vista que a interiorização do consumo de gás natural, ainda que por meio de GNL, tende a revelar a demanda e contribuir para a consolidação do mercado consumidor de gás antes da expansão da malha de transporte. Estas condições tendem a dar maior segurança para a tomada de decisão de construção dos gasodutos. Por outro lado, caso a infraestrutura de gasodutos não insira eficiência econômica suficiente no mercado, o mecanismo de gasodutos virtuais pode atuar como substituto da malha de transporte para os consumidores.

Desafios: para termelétricas conectadas ao Sistema Interligado Nacional, a solução de suprimento via ssLNG ainda se apresenta pouco competitiva. Além disso, existe certa insegurança jurídica quanto à aplicabilidade da tarifa de distribuição para o gasoduto entre a regaseificação e a planta termelétrica no caso desta solução de suprimento.

Oportunidades: esta solução é extremamente versátil, com elevado potencial de substituição da geração a óleo diesel e a óleo combustível em sistemas isolados ou como solução de suprimento flexível para usinas de geração de pequeno e médio porte no Sistema Interligado Nacional, especialmente em locais em que a infraestrutura de gasodutos não esteja disponível; considerando os aspectos de custos de usinas conectadas a malha de transporte de gasodutos (mencionados anteriormente), essas usinas podem ser competitivas especialmente em soluções para baixos fatores de capacidade ou de despacho (usinas de ponta, por exemplo).

3.5 Aspectos Relacionados às Regras para Participação de Termelétricas a Gás Natural em Leilões de Energia Elétrica

No ambiente de comercialização regulado de energia elétrica, no qual a competição é apenas pelo lado da oferta de energia, se a compra fosse puramente por requisito do sistema, poderia ser neutra tecnologicamente. No entanto, questões de política energética, que envolve diversos aspectos do planejamento energético, e as diferentes dimensões econômica, social e ambiental, fazem com que, nos leilões do ambiente regulado, a contratação venha sendo praticada separadamente por produtos, fontes e/ou combustíveis. Adicionalmente, cabe destacar que, considerando os elementos abordados, nesses leilões são estabelecidos, dentre outros, limites de inflexibilidade e de valor máximo de CVU.

No que se refere aos setores de energia elétrica e de gás natural, cabe ressaltar que há uma evidente sinergia entre os dois. Na medida em que, para o setor de gás natural, as usinas termelétricas a gás podem se tornar cada vez mais um setor de consumo significativo do combustível, para o setor elétrico essas usinas agregam segurança energética e confiabilidade para atendimento aos diferentes requisitos de atendimento do sistema elétrico.

Com a inserção de fontes renováveis não controláveis, não despachadas centralizadamente, o sistema elétrico passa a apresentar restrição na dimensão de capacidade (ou potência) e as termelétricas a gás natural podem ser candidatas a suprir esse requisito.

Ocorre que o volume de gás necessário para o atendimento exclusivo ao requisito de capacidade pode ser insuficiente para o investimento na infraestrutura para o suprimento do gás natural. No entanto, em momentos de escassez, representados por aumento de preço na energia elétrica, a demanda de gás aumentaria gerando um desafio ao setor de gás natural para atender essa variabilidade dado que tem buscado apoiar seus investimentos sobre contratos de longo prazo, inflexíveis e com cláusulas de *take-or-pay*. Espera-se que esta incompatibilidade entre a flexibilidade exigida pelo setor elétrico e a inflexibilidade necessária para se ancorar investimentos no setor de gás natural seja resolvida a partir do amadurecimento do mercado nacional, com maior participação de outros setores da economia no consumo de gás e com o aumento da oferta, especialmente do gás de origem nacional, fruto de aprimoramentos no marco legal do gás natural.

Dos possíveis mercados de energia elétrica apresentados que as termelétricas a gás natural podem participar, destaca-se que o ambiente de contratação regulada é o único responsável pela viabilização dos projetos de UTEs a Gás Natural, especialmente diante dos contratos de longo prazo com um *pool* de consumidores (que acarreta previsibilidade das receitas e facilita a obtenção de financiamento) e repasses dos custos do gás natural utilizado na geração (*pass-through* dos custos de combustível diretamente ao valor do CVU), conforme abordado anteriormente.

O ambiente de contratação livre, por sua vez, que possui a característica de mercado de possibilitar a negociação de preços, condições e prazos livremente, usualmente, não tem viabilizado a expansão das fontes de geração termelétricas como a gás natural. Ao longo dos anos alguns projetos (ou parte deles) chegaram a ser viabilizados, em condições bastante específicas. No entanto, é importante destacar que os consumidores livres se beneficiam da segurança sistêmica proporcionada por esses empreendimentos contratados apenas no ambiente regulado. Esse é um dos motivos pelo qual se encontra em discussão, também no âmbito da modernização do setor elétrico, a separação de lastro e energia que possibilitaria, entre outras adequações, a correta alocação de custos entre os segmentos de consumo.

Os mercados de geração distribuída também têm apresentado pouca tendência de contratação, em decorrência da deseconomia de escala, da competição com outras fontes que têm alcançado um menor preço ao consumidor final e da sobrecontratação das distribuidoras de energia elétrica.

Dessa forma, os leilões de suprimento de energia elétrica para o ambiente regulado têm sido a via majoritária de expansão de usinas termelétricas a gás natural. A seguir, são apresentados os principais requisitos referentes à participação de termelétricas a gás natural nos leilões de energia, incluindo a comprovação de disponibilidade de combustível. À luz destes requisitos, são levantadas alternativas de aprimoramentos dos critérios com vistas à harmonização entre os setores de gás natural e energia elétrica, com atenção especial ao gás nacional.

3.5.1 Limites de Inflexibilidade

Uma alternativa que se apresenta nas discussões do setor é a possibilidade de aumento do limite da inflexibilidade passível de declaração para participação nos leilões, atualmente limitado a 50%. Os principais argumentos favoráveis a esta proposta são a economia de escala que pode se prever em contratos de compra de gás natural com menor incerteza de compra; a melhor condição de conciliar o

requisito de contrato de gás para despacho pleno com a flexibilidade exigida; a maior compatibilidade do consumo de gás com o perfil de produção doméstica de petróleo e gás natural.

Conforme abordado no início da presente Nota Técnica, os estudos de planejamento demonstram que, a depender do preço do gás, esta pode ser uma alternativa interessante. Por outro lado, caso os preços não sejam baixos o suficiente, corre-se o risco de se aumentar os custos percebidos pelo SIN, especialmente pelos consumidores do ambiente regulado em conformidade com o abordado anteriormente (aumentando-se a pressão para migração ao ambiente livre e tornando a tarifa demasiadamente elevada para os que permanecerem cativos). Um ponto que pode ser aprofundado no estudo relativo a este tema é a influência dos cenários de hidrologia.

A contratação centralizada de termelétricas com inflexibilidade superior a 50% para a expansão da matriz elétrica brasileira deverá ser tratada no presente Grupo de Trabalho. O objetivo será de informar os tomadores de decisão com estimativas de custos econômicos de políticas de contratação de termelétricas inflexíveis, em comparação com um cenário de referência, a exemplo do que se faz nos documentos do PDE.

3.5.2 Empreendimento Marginal

Outro ponto de debates com relação à participação de usinas termelétricas nos leilões de energia elétrica ao Ambiente de Contratação Regulada tem sido o tratamento do empreendimento marginal. Após a ordenação econômica dos ofertantes, o empreendimento marginal seria o último a cobrir o montante de energia necessário para atender ao requisito de demanda das distribuidoras. Como a oferta desse empreendimento no leilão pode ser superior ao montante adicional necessário para cobrir o requisito das distribuidoras, tem-se um *trade-off*: pelo lado do comprador, contratá-lo integralmente significaria causar sobrecontratação involuntária; já pelo lado do vendedor, a comercialização somente de parte da garantia física pode significar o desinteresse do investidor, e, conseqüente subcontratação.

A solução endereçada, desde 2018, para o empreendimento marginal, é a regra de validação dos lances de preço e quantidade a ser ofertada (máximo entre 30% dos lotes ofertados e a demanda faltante atrelada a aquele determinado produto no leilão), o que, na prática, pode desotimizar os projetos de geração termelétrica (acarretando na inviabilidade de construção ou desenvolvimento do empreendimento).

Com a modernização do setor elétrico, que deverá considerar a separação de lastro e energia, é possível que a contratação de empreendimento marginal, em casos de contratação centralizada de lastro, apresente contornos distintos da situação atual. Deste modo, o uso deste mecanismo poderá ser revisitado.

3.5.3 Comprovação da Disponibilidade de Combustível

Neste item serão abordadas algumas questões que estão relacionadas a determinados modelos de negócio que, pelo número de projetos cadastrados nos leilões de energia do ambiente regulado, têm

apresentado maiores dificuldades de habilitação técnica. Basicamente, estas dificuldades estão associadas à comprovação da disponibilidade de combustível, nos termos da regulamentação vigente.

A comprovação da disponibilidade de combustível tem o objetivo de assegurar a capacidade de disponibilização da molécula e da infraestrutura logística para que a molécula chegue até a usina termelétrica, de forma a preservar a confiabilidade sistêmica evitando possíveis problemas futuros no suprimento do insumo para o setor elétrico. Esse processo de comprovação tem condições e diretrizes estabelecidas em Portarias pelo MME e instruções de cadastramento e habilitação técnica pela EPE. A figura abaixo apresenta um exemplo de cadeia de suprimento de gás natural que é avaliada durante a comprovação de disponibilidade de combustível para um determinado modelo de negócio de geração termelétrica a Gás Natural.

Figura 3.7 – Exemplo de Cadeia de suprimento de gás natural a uma usina termelétrica a gás natural (elaboração própria, 2020)



Abaixo serão abordadas possíveis propostas de alteração do processo de comprovação de disponibilidade de combustível, considerando cada elo da cadeia de suprimento de gás às termelétricas.

3.5.3.1 Comprovação da Molécula

Nesse contexto, os empreendimentos que têm apresentado maiores dificuldades na comprovação de capacidade para disponibilização da molécula são os que utilizam o gás natural de origem nacional. Atualmente, a regra de comprovação de volumes de gás natural definida pelo MME considera horizonte de 10 anos de geração de energia à potência disponível máxima.

Embora o prazo de comprovação de combustível nos últimos leilões de energia tenha se reduzido de 20 ou 25 anos para 10 anos, este horizonte de comprovação de gás natural pode acabar gerando custos adicionais ao setor de óleo e gás natural, em casos em que se tenha que realizar campanhas exploratórias específicas para atendimento ao requisito do setor elétrico.

Adicionalmente, a comprovação está condicionada à apresentação de Reservas. E a classificação de um campo de óleo e gás como "Reserva" depende da declaração de comercialidade, que está relacionada ao

projeto de produção e aos futuros clientes em potencial. Em determinadas situações, o futuro consumidor (cliente em potencial) do gás natural será uma termelétrica participante de Leilão de Energia. Enquanto a termelétrica não ganhar o leilão, não é possível assumir o compromisso de compra do combustível, podendo inviabilizar a declaração de comercialidade do reservatório de gás e constituição das Reservas, criando-se um problema de circularidade (ou comumente denominado o problema do “ovo e da galinha”).

Como alternativa para minimização dessas dificuldades, poderia ser flexibilizada a comprovação a partir da consideração de volumes de gás natural para além das Reservas. Nesse sentido, poderiam ser considerados para efeito de comprovação também os recursos descobertos recuperáveis, especialmente, em casos de reservatórios que ainda não declararam comercialidade.

Como forma de manter um certo nível de segurança, poderia ficar condicionada a adjudicação da termelétrica no Leilão de Energia ou a assinatura dos CCEARs, à apresentação de reservas de gás natural, considerando um prazo entre 10 a 12 meses após a conclusão do Leilão para a declaração de comercialidade dos campos de gás natural que utilizaram recursos para comprovação de combustível.

Caso os "recursos" de gás natural para atendimento à usina não se convertam em "reservas" dentro do prazo estabelecido, poderia ficar cancelada a adjudicação do empreendimento ou a assinatura dos CCEAR.

Outra possibilidade seria a redução do horizonte de comprovação de volumes de gás natural. Por exemplo, a exigência de comprovação de volumes de gás natural suficientes ao atendimento da usina termelétrica para 7 ou 8 anos de operação à potência disponível máxima em vez de 10 anos. Poderia ser adotado horizonte rolante para comprovação de reservas, considerando períodos incrementais entre 1 e 5 anos à frente, sendo necessário sempre que a comprovação vigente alcance um horizonte de 5 ou 6 anos. Caso não seja realizada a comprovação em tempo hábil, poderia ser extinto o contrato de comercialização de energia no ambiente regulado - CCEAR.

3.5.3.2 Comprovação do Escoamento

Ainda com relação à comprovação de combustível, é necessária a demonstração da infraestrutura logística que será utilizada para disponibilização do gás natural para a usina termelétrica. Nesse aspecto destacam-se os requisitos para comprovação do escoamento, transporte e distribuição, conforme o caso.

No caso do escoamento, tendo em vista que não existe uma regra para comprovação de reserva de capacidade firme para movimentação de gás natural em gasodutos de escoamentos, as exigências referentes a este elo da cadeia de suprimento de gás natural seguem, por isonomia, os princípios adotados para elos similares.

Nesse caso, poderiam ser estabelecidos pelo poder concedente requisitos mínimos para comprovação capacidade de movimentação de gás natural via gasodutos de escoamento, para grandes distâncias, como a apresentação de autorização da ANP para a construção do gasoduto, a apresentação de licença ambiental, em caso de gasodutos que ainda não esteja em operação, e a apresentação de termo de compromisso para reserva de capacidade firme de escoamento em caso de gasoduto de terceiros.

3.5.3.3 Comprovação de Acesso a Gasodutos de Transporte

Com relação à comprovação de transporte de gás natural, está formalmente restrita à apresentação de termo de compromisso ou contrato preliminar com transportadoras. No entanto, observam-se

desalinhamentos contratuais existentes entre a comprovação de reserva de capacidade firme em gasoduto de transporte para habilitação técnica e a efetiva forma de contratação de capacidade de transporte no atual contexto do mercado brasileiro, considerando mudanças recentes no setor de gás natural e a atual fase de transição com o programa NMG.

Duas situações devem ser levadas em consideração:

- Reserva de capacidade em gasodutos existentes: desde 2019, a ANP vem adotando chamadas públicas de curto prazo para contratação de capacidade de transporte, com encerramento do contrato de transporte antes do início da operação comercial das termelétricas vencedoras dos Leilões de Energia Nova A-6, fato que inviabiliza a comprovação para fins de habilitação técnica.
- Reserva de capacidade em gasodutos que ainda não tenham recebido concessão ou autorização da ANP: a construção de um gasoduto de transporte deve passar por processo de concessão ou autorização por parte da ANP. Adicionalmente, em caso de gasodutos internacionais, deve passar por autorização do MME, de modo que sequer existe uma empresa transportadora para celebrar termo de compromisso com a termelétrica.

Como alternativa, a comprovação de acesso a gasodutos de transporte pode ser estabelecida considerando duas possibilidades: gasodutos existentes e gasodutos que ainda não tenham recebido concessão ou autorização da ANP:

- Em caso de gasoduto existente, além de parecer da ANP, provocação da empresa transportadora, pelo empreendedor da usina termelétrica, para indicação de possibilidade de reserva de capacidade firme de transporte de GN.
- Em caso de gasoduto que ainda não tenha recebido concessão ou autorização da ANP, tendo em vista a possibilidade de alteração de concessão para autorização de gasodutos de transporte por meio de Projeto de Lei, permitir que o empreendedor tome o risco associado à implementação do gasoduto, considerando apontamentos em parecer da ANP, com apresentação de licença ambiental do projeto, a depender de análise de riscos do projeto, como a distância a ser coberta pelo gasoduto.

3.5.3.4 Comprovação de Acesso à Distribuição

E, finalmente, com relação ao gasoduto de distribuição, é requerida a apresentação de carta da distribuidora local de gás canalizado atestando a possibilidade de atendimento à termelétrica. Cabe destacar que, recentemente, tem havido, em determinados casos, a flexibilização desta exigência por meio de apresentação de carta de responsabilidade do agente gerador atestando ciência de que deverá pagar tarifa de distribuição de GN e de que não serão revistas cláusulas econômicas do CCEAR em função das tarifas de distribuição.

Têm sido observadas disputas ou conflitos de interesse entre distribuidoras estaduais de gás natural e termelétricas. Existem situações em que as distribuidoras estaduais de gás natural não entram em acordo com potenciais consumidores (termelétricas), normalmente, motivadas por falta de acordo referente ao valor das tarifas de distribuição.

Como alternativa, poderia ser flexibilizada a comprovação de acesso à distribuição para além da carta da distribuidora, tendo em vistas as legislações estaduais e a competência dos estados de explorar a distribuição de gás canalizado.

Assim, a comprovação poderia ser estabelecida mediante manifestação favorável de acesso à infraestrutura de distribuição pelo órgão regulador estadual de gás natural, além da carta de responsabilidade do empreendedor.

3.5.4 Riscos Associados à Flexibilização da Comprovação de Disponibilidade de Combustível

É importante destacar que as alternativas de flexibilização na comprovação de combustível possibilitariam maior participação de empreendimentos de geração a gás natural nos leilões de energia, mas também agregam nível de risco para o setor elétrico de eventuais insuficiências no fornecimento de combustível para as usinas geradoras.

A seguir é apresentada a Tabela 3.1 com uma avaliação qualitativa dos riscos associados a cada alternativa apresentada relacionada à flexibilização na comprovação de combustível para participação nos leilões de energia do ambiente regulado.

Tabela 3.1 – Análise dos riscos associados à flexibilização na comprovação de combustível para participação nos leilões de energia do ambiente regulado.

Divisão da Cadeia de Suprimento	Elo da Cadeia de Suprimento	Alternativa	Risco
Molécula	Produção de gás nacional	Possibilitar a comprovação de volumes de gás natural para além das "reservas"	Frustração da expectativa de produção de gás natural
			Atraso do início da produção do gás natural
			Desistência de produção de gás natural
			Falta sistêmica de gás natural para usinas termelétricas
		Reduzir o horizonte de comprovação de volumes de gás natural	Frustração da expectativa de produção de gás natural
			Possibilidade de maior dificuldade para financiamento de projetos termelétricos
Infraestrutura logística	Gasoduto de escoamento	Inclusão de uma regra que estabeleça requisitos mínimos para comprovação capacidade de movimentação de gás natural via gasodutos de escoamento, para grandes distâncias	Atraso na conclusão de obras de gasodutos de escoamento que ainda não tenham entrado em operação comercial
Infraestrutura logística	Gasoduto de transporte	Estabelecer a comprovação de acesso a gasodutos de transporte, considerando duas possibilidades: gasodutos existentes e gasodutos que ainda não tenham recebido concessão ou autorização da ANP	Atraso na conclusão de obras de gasodutos de transporte que não tenham recebido concessão ou autorização da ANP para operação ou que ainda estejam em fase de construção
			Incerteza quanto à tarifa de transporte
Infraestrutura logística	Gasoduto de distribuição	Flexibilizar a comprovação de acesso à distribuição para além da carta da distribuidora, tendo em vistas as legislações estaduais e a competência dos estados de explorar a distribuição de gás canalizado	Tarifa de distribuição muito acima da expectativa

3.5.5 Custos com Combustível e Prazos Contratuais

No Ambiente de Contratação Regulada, os custos com combustíveis constituem elemento estratégico para a competitividade dos empreendimentos nos leilões, pois fazem parte da composição de receitas àqueles que se sagrarem vencedores. O mecanismo de ressarcimento de custos com combustível, com reajustes periódicos, indexados a preços internacionais, visa a mitigar a percepção de riscos de preços do gás natural para os geradores termelétricos, alocando-os aos consumidores cativos da energia. O objetivo desta estrutura de pagamentos é a celebração de contratos de energia com cláusulas econômicas significativamente mais competitivas, à medida em que os geradores repassam os riscos de preços do gás natural aos consumidores.

Desde a conclusão do programa Gás para Crescer, aprimoramentos foram realizados nos critérios de contratação nos leilões, incluindo a composição dos custos com combustível, o que possibilitou a contratação de novos empreendimentos com distintos modelos de negócio para o gás natural. Entre as contratações, destacam-se termelétricas com suprimento via GNL em usinas integradas aos terminais de regaseificação; usinas do tipo *reservoir-to-wire* e usinas com gás nacional (com origem do pré-sal), conforme mencionado no item 3.4.

Se por um lado o resultado dos leilões apresentou a eficácia da competitividade dos projetos e a captura de distintas oportunidades de suprimento de combustível, por outro lado, revelou a fragilidade do mercado de gás no Brasil, tendo em vista que em todos os casos vencedores, desde 2015, verifica-se a verticalização da geração com o suprimento do gás, ainda que parcialmente em alguns casos. Sem contar a ausência da malha de transporte como elo da cadeia de suprimento de gás em todos os modelos de negócio, sintoma da dificuldade na consolidação da indústria de rede, e a ausência da participação da Petrobras para suprimento de todos os projetos, podendo ser indício de ineficiência econômica oriunda de um mercado praticamente monopolista ou exercício de poder de mercado no setor do gás.

Do ponto de vista do consumidor de energia, embora os diversos aperfeiçoamentos na precificação dos custos com combustíveis incorram em preços de energia mais competitivos, ainda não existe um mecanismo de precificação da volatilidade dos preços internacionais, nem da taxa de câmbio do dólar americano. Este mecanismo tende a subvalorizar a produção de gás nacional, que pode apresentar, mesmo que parcialmente, estrutura de custos atrelada à moeda local. Neste caso, o risco de volatilidade é consideravelmente inferior em relação aos preços internacionais, o que pode indicar maior segurança ou menor volatilidade de preços ao consumidor de energia.

Adicionalmente, considerando a visão de futuro do Novo Mercado de Gás, pode ser interessante que os modelos de negócio com suprimento vinculado à malha de gasodutos de transporte tenham percepção de riscos associada ao combustível compatível, por exemplo, com o caso de suprimento via GNL importado. Atualmente, não existe critério de reajuste de custos atrelados às revisões das tarifas de transporte estabelecidas pela ANP, fato que aloca este risco do transporte aos potenciais geradores.

Entende-se que, como medida de curto prazo, possíveis aperfeiçoamentos relativos aos preços internacionais e ao reajuste da tarifa de transporte possam ocorrer, a critério deste Grupo de Trabalho, por meio de revisão da Metodologia de “Projeção dos Preços dos Combustíveis para Determinação do

CVU das Termelétricas para Cálculo da Garantia Física e dos Custos Variáveis da Geração Termelétrica (COP e CEC)²³, bem como de revisão da Portaria MME nº42, de 1º de março de 2007.

Outra medida que pode trazer benefícios aos consumidores em termos da percepção de riscos dos reajustes dos combustíveis e dos reajustes contratuais como um todo é a redução dos prazos dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Atualmente, os contratos de energia para termelétricas a gás natural são celebrados com prazo de 20 ou 25 anos, com reajuste anual da parcela da receita fixa²⁴ e reajuste anual ou intra-anual dos custos variáveis e dos custos com combustíveis²⁵. É notável que considerando um período tão longo, diversos avanços tecnológicos podem ser alcançados, de modo que se prender a contratos de longo prazo significa, quase que necessariamente, pagar cada vez mais caro pela energia (neste tema, pode-se avaliar, por exemplo, a queda do preço da energia eólica ou fotovoltaica ao longo dos últimos 10 ou 20 anos).

A principal justificativa para o estabelecimento de contratos de longo prazo tem sido a atratividade ao financiamento de novos projetos. Entretanto, verifica-se que estes prazos atualmente podem estar superdimensionados para fins de financiamento, tendo em vista a ampla quantidade de novos projetos a gás natural que participaram dos leilões de Roraima, em 2019, com um vencedor, e estão participando dos leilões de energia existente A-4 e A-5 de 2020. Em todos estes leilões os prazos de CCEAR são 15 anos. Sabendo que o período de amortização do financiamento de projetos de geração termelétrica atualmente ocorre num horizonte de 10 e 15 anos após o início da operação comercial, entende-se que os prazos contratuais dos leilões de energia nova podem ser reavaliados.

Por fim cabe destacar que se discute no Grupo de Trabalho (GT) de Mecanismos de Formação de Preços, vinculado ao Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico - CIM, a possibilidade de adoção de formação de preços por oferta. Este mecanismo permite que os agentes geradores, livremente, façam ofertas de preços e quantidades de energia para formação da curva de despacho por ordem de mérito para o dia seguinte. Com isto, os custos e riscos de geração ficam alocados aos geradores, que podem ter as melhores informações para a gestão do suprimento de gás natural e para captura de oportunidades de curto prazo de geração de energia. Por outro lado, identifica-se neste mecanismo o risco de exercício de poder de mercado por parte dos geradores termelétricos, que podem influenciar os preços de eletricidade por meio de cartel, reduzindo a eficiência do setor. Esta questão precisa ser endereçada no supracitado grupo de trabalho. Adicionalmente, questões como a comprovação da disponibilidade de combustível devem ser avaliadas após a implementação da modernização do setor elétrico, com o objetivo de se garantir a confiabilidade da geração no sistema elétrico em etapa de transição dos marcos dos setores. Num horizonte de curto prazo é possível que ainda não haja liquidez suficiente no mercado de gás natural que justifiquem possíveis contratações centralizadas de geração de energia termelétrica a gás natural que não estejam lastreadas por meio de contratos de suprimento de combustível, ainda que os agentes geradores tenham maior liberdade para ofertar preços e quantidade de energia elétrica. Nesse sentido, o presente grupo de trabalho poderá contribuir com o CIM, de modo

²³ Nota Técnica EPE-DEE/DPG-RE-001/2009-r2, de 04 de setembro de 2015.

²⁴ Reajuste indexado ao Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), conforme Portaria MME nº42/2007.

²⁵ Reajustes que podem estar indexados ao IPCA, à inflação americana CPI-U, na parcela de custos variáveis atrelada ao dólar americano, ou aos preços de combustível Henry Hub, Brent, NBP e JKM, conforme Portaria MME nº42/2007.

a se buscar uma harmonização entre os setores de gás natural e eletricidade, incluindo confiabilidade do suprimento de combustível.

3.5.6 Novas Formas de Contratação da Geração para Adequabilidade de Suprimento

Conforme discutido no item 1.2.1, o Sistema Interligado Nacional deverá apresentar escassez de atendimento à capacidade a partir de um horizonte de 5 anos à frente²⁶. Esta escassez requer a disponibilidade de empreendimentos de geração firme para atendimento à demanda de ponta, cuja frequência de ocorrência é de poucas horas no ano. Determinadas tecnologias de termelétricas a gás natural podem emergir como candidatas a este tipo de suprimento do sistema elétrico, conforme mencionado no item 3.2 e na Figura 3.2. Contudo, cabe destacar que ainda não houve no atual modelo do setor elétrico efetiva contratação de soluções de suprimento para atendimento à capacidade.

O marco atual do setor elétrico considera como obrigatoriedade aos agentes consumidores a contratação de 100% de seu consumo, sendo que os contratos devem estar lastreados, no mesmo montante em certificados de garantia física. Esta regra tem permitido a expansão da matriz elétrica para o atendimento da energia, em termos médios, necessária ao sistema. Conforme diagnóstico apresentado no “Relatório de Apoio ao Workshop de Lastro e Energia”, de agosto de 2019, o mecanismo de expansão da matriz não permite a contratação adequada de empreendimentos de geração para atendimento ao requisito de capacidade e recomenda a revisão conceitual do atual lastro dos empreendimentos, para que incorpore o critério de capacidade para suprimento ao sistema elétrico. Entende-se ser importante que a discussão de lastro e energia seja acompanhada por este Grupo de Trabalho para que as regras a serem desenvolvidas não criem barreiras à geração a gás natural.

Um outro ponto, já abordado anteriormente, é a implementação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) horário que tenderá a refletir de modo mais adequado o valor da energia elétrica a cada hora, transferindo aos agentes geradores e comercializadores de energia maiores riscos concernentes aos compromissos de geração, podendo ampliar a competitividade das termelétricas a gás natural no mercado de energia elétrica brasileiro.

De modo semelhante, os leilões de energia poderão também valorar de modo mais adequado a confiabilidade da geração, caso incorporem na formulação da classificação dos participantes a expectativa de geração horária e correspondentes preços horários. Atualmente, a formulação de classificação é o Índice Custo-Benefício (ICB), resultado da composição dos parâmetros garantia física (GF), Custo de Operação (COP), Custo Econômico de Curto Prazo (CEC), número de lotes a serem comercializados e receita fixa requerida. Adicionalmente, critérios de *unit commitment* na etapa do leilão podem contribuir para a valoração adequada entre projetos. É possível que este aprimoramento tenda a internalizar, ao menos parcialmente, a necessidade de suprimento de potência, caso a formulação do ICB seja bem-sucedida.

²⁶ A pandemia do Covid-19 está provocando impactos econômicos com reflexos diretos no planejamento do setor elétrico brasileiro, podendo deslocar a necessidade de suprimento de potência para um horizonte mais distante do que o previsto no PDE 2029.

Espera-se que o perfil de suprimento de gás natural necessário ao atendimento de geração de potência e da geração com despacho semi-horário tendam a inserir novos desafios ao mercado de gás natural e que soluções de suprimento inéditas possam surgir no Brasil.

4 Considerações Finais

Para além de condensar informações referentes ao planejamento energético e a análises de custos e riscos da interface entre os setores elétrico e de gás natural, este trabalho apresenta conjunto de temas possíveis de serem discutidos, com propostas iniciais para ampliação da integração entre os setores, baseando-se no Plano Decenal de Expansão da Energia 2029 e em notas técnicas e apresentações de apoio ao Plano Nacional de Energia 2050. Tais propostas estão alinhadas a assuntos selecionados anteriormente no Subcomitê 8 do Programa Gás para Crescer, mas que não puderam ser concluídos, alinhadas à Modernização do Setor Elétrico e o Novo Mercado de Gás, bem como à visão de planejamento e percepção de mercado, considerando as tratativas realizadas com diversos agentes de mercado em muitas ocasiões, de modo especial, nos leilões de energia.

As propostas de harmonização no presente documento devem ser avaliadas e discutidas com profundidade. Cabe destacar que apresentam diferentes níveis de complexidade e horizonte para implementação: algumas delas se encontram no âmbito do Ministério de Minas e Energia, enquanto outras dependem de alterações legais ou de consensos entre diversos agentes, incluindo os governos estaduais. Além disso, algumas medidas aqui levantadas dependem de resultados de outros grupos de trabalho, que deverão apresentar propostas para a modernização dos setores de energia ou gás natural. Em todo caso, é necessário que a abordagem seja estratégica para se aproveitar da melhor forma a oportunidade de ação deste Grupo de Trabalho, como por exemplo a hierarquização das propostas a serem tratadas, de modo a se resolver primeiro o mais importante e o de maior impacto.

A partir dos desdobramentos do Programa Gás para Crescer, verifica-se que é possível, com pequenas mudanças, obter ganhos significativos para toda a sociedade com a integração dos setores elétrico e de gás natural. As iniciativas recentes do Ministério de Minas e Energia, com o Programa Novo Mercado de Gás e com a Modernização do Setor Elétrico, fomentam uma ocasião singularmente oportuna para ações de maior envergadura de aperfeiçoamentos do setor energético.