

Consulta Pública MME #101/2020 Considerações sobre o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030



Copyright© CBIE Advisory 2021,
nenhuma parte deste documento
poderá ser reproduzida ou transmitida,
sejam quais forem os meios empregados,
sem autorização prévia.

COORDENAÇÃO:

Adriano Pires

(adriano@cbie.com.br)

Bruno Pascon

(bruno@cbie.com.br)

Pedro Rodrigues

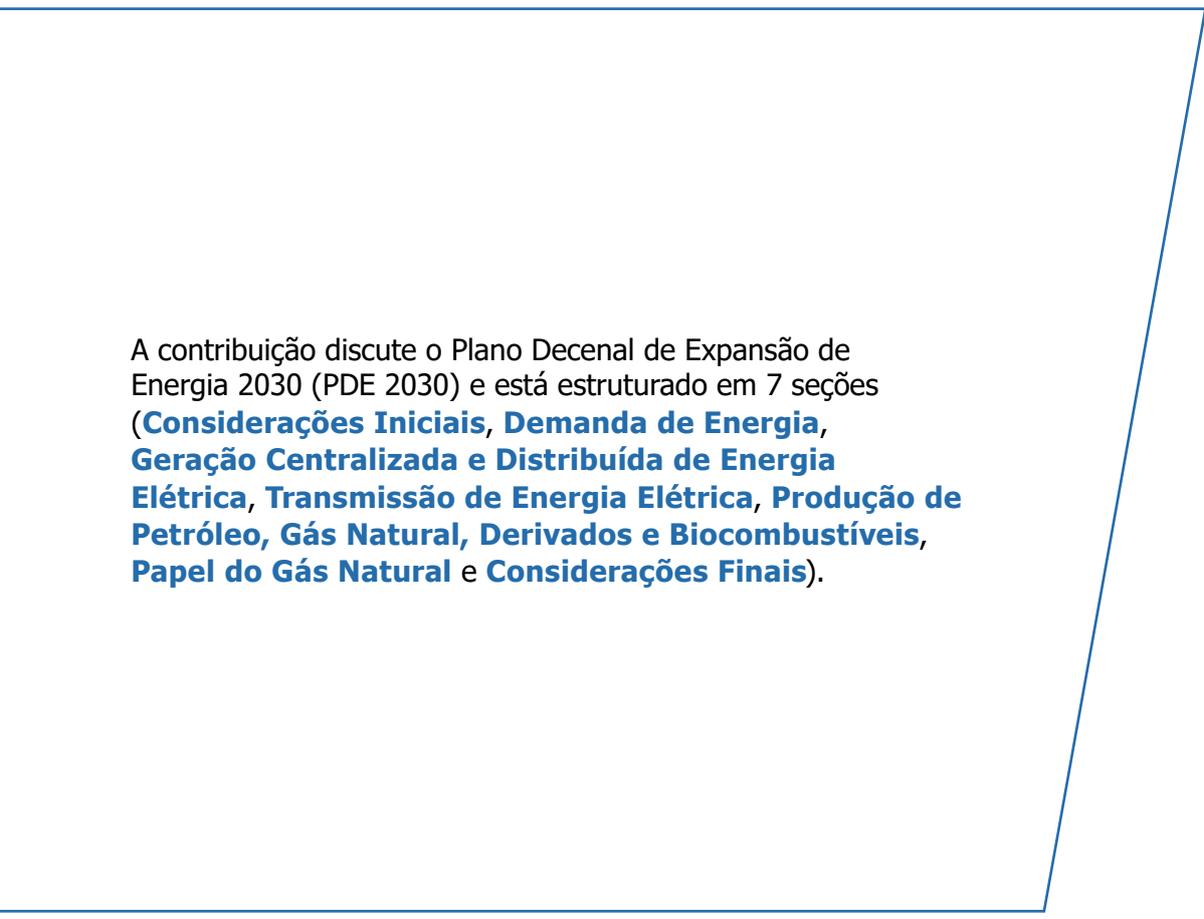
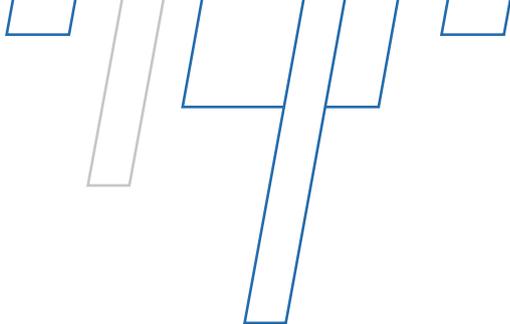
(pedro@cbie.com.br)

CBIE Advisory

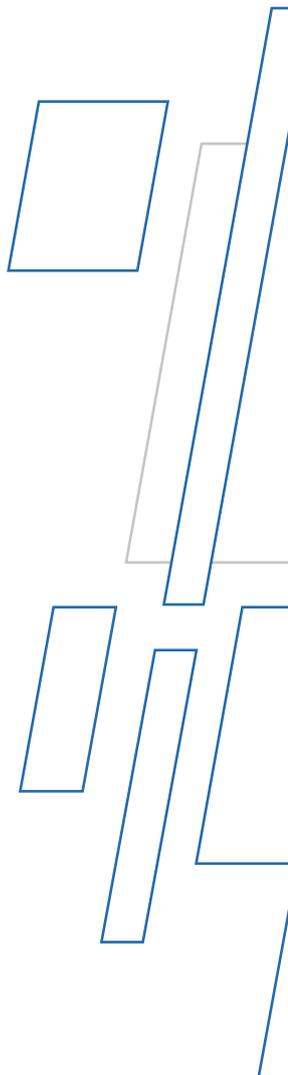
Rua Iguatemi 192 / 6º Andar / Conjunto 62

Itaim Bibi - São Paulo CEP 01.451-010

Telefone: +55 11 3165-4777



A contribuição discute o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030) e está estruturado em 7 seções (**Considerações Iniciais, Demanda de Energia, Geração Centralizada e Distribuída de Energia Elétrica, Transmissão de Energia Elétrica, Produção de Petróleo, Gás Natural, Derivados e Biocombustíveis, Papel do Gás Natural e Considerações Finais**).



Índice

1. Considerações Iniciais	6
2. Demanda de Energia	12
Consumo de Eletricidade	12
3. Geração Centralizada e Distribuída de Energia Elétrica	15
4. Transmissão de Energia Elétrica	22
5. Produção de Petróleo, Gás Natural, Derivados e Biocombustíveis	24
Produção de Petróleo e Gás Natural	24
Preços de Petróleo e Gás Natural	24
Oferta de Derivados e Biocombustíveis	26
Cenários de oferta e demanda de gasolina	26
Cenários de oferta e demanda de etanol	27
Cenários de oferta e demanda de diesel	28
Cenários de oferta e demanda de biodiesel	29
6. Papel do Gás Natural	31
Demanda de Gás Natural	31
Malha de Gasodutos	38
7. Considerações Finais	45
8. Bibliografia	47



Lista de Figuras

- Figura 1 – Expansão da Geração Centralizada por fonte (2010-2020A)
- Figura 2 – Capacidade Equivalente de Armazenamento em meses (2000-2019A)
- Figura 3 – Expansão Indicativa de Geração (2021- 2030E) – PDE 2030 (EPE)
- Figura 4 – Evolução da Capacidade Instalada de Geração – MW - 2006 – 2030E (ANEEL, ONS, EPE)
- Figura 5 – Evolução da Capacidade Térmica – MW – 2020A – 2030E vs. 2029E (PDE)
- Figura 6 – Premissas Sócio-demográficas, econômicas e consumo eletricidade – EPE vs CBIE
- Figura 7 – Evolução da Carga de Energia Elétrica 2019-2030E – EPE vs CBIE
- Figura 8 – Evolução da Capacidade Instalada de Geração – MW - 2006 – 2030E (ANEEL, ONS, EPE)
- Figura 9 – Expansão Indicativa de Geração Centralizada – MW – PDE 2029 x PDE 2030 (EPE)
- Figura 10 – Evolução da Capacidade Térmica – MW – 2020A – 2030E vs. 2029E (PDE)
- Figura 11 – Oferta e demanda de gasolina 2021-30E – '000 m3/dia
- Figura 12 – Oferta de etanol total 2021-30E – bilhões de litros
- Figura 13 – Oferta de açúcar 2021-30E – milhões de toneladas
- Figura 14 – Oferta e demanda de diesel 2021-30E – '000 m3/dia
- Figura 15 – Evolução do consumo de biodiesel 2021-30E – bilhões de litros
- Figura 16 – Balanço de oferta e demanda de derivados 2020-30E – Cenário Base
- Figura 17 – Balanço de oferta e demanda de derivados 2020-30E – Cenário Otimista
- Figura 18 – Comparação Setores Regulados – 2019 (ANEEL, Abegás, EPE, agências reguladoras estaduais)
- Figura 19 – Distribuição de Gás Canalizado – Brasil x Mundo (Worldometer, countries' regulators)
- Figura 20 – Demanda Potencial de Gás Natural – 2021-2030E (CBIE)
- Figura 21 – Gasodutos em Desenvolvimento – 2021
- Figura 22 – Presença de Térmicas a GN – Estados da Federação – 2020 (ANEEL)
- Figura 23 – Representatividade de Térmicas a GN – Estados – 2020 (ANEEL)
- Figura 24 – Mapa da Indústria Eletrointensiva no Brasil – Estados da Federação
- Figura 25 – Térmicas a GN em operação e em desenvolvimento – 2020 (ANEEL, EPE)
- Figura 26 – Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG) – 2019 e 2020 (EPE)
- Figura 27 – Projetos Adicionais ao PIG 2020 (CBIE)

1. Considerações Iniciais

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) elaborado pela Empresa de Planejamento Energético (EPE) possui o objetivo de indicar as perspectivas para a expansão do setor de energia no horizonte de dez anos. Na introdução do PDE, é colocada uma visão sobre a matriz que permitiria extrair importantes elementos para o planejamento do setor de energia, com benefícios em termos de confiabilidade, redução de custos de produção e redução de impactos ambientais.

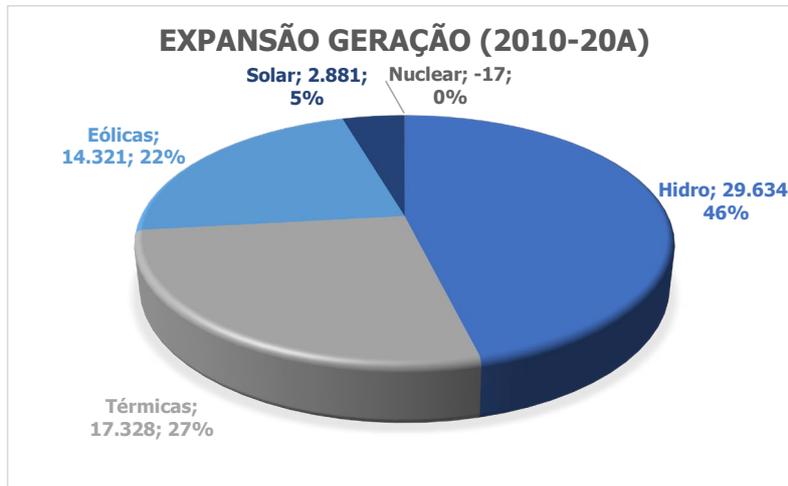
Embora tal visão esteja alinhada com os pilares da construção do modelo do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) desde 2004, as premissas utilizadas para o planejamento da matriz dos próximos 10 anos não estão devidamente alinhadas com benefícios de aumento de confiabilidade, tampouco com redução dos custos de produção.

É importante destacar que diferentemente de economias desenvolvidas (OCDE) cujo backbone histórico de matriz elétrica está alicerçado em fontes despacháveis (termelétricas), em particular o carvão e posteriormente petróleo e gás natural, além de usinas nucleares, o Brasil possui uma das matrizes elétricas mais limpas do planeta tendo encerrado o ano de 2020 com capacidade instalada de 174.412,6 MW, dos quais 74,76% por fontes sustentáveis (baixa emissão de gases de efeito estufa), segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Tal percentual em relação aos 15 maiores países do mundo e as 10 maiores economias é bastante significativo. Uma vez que o percentual médio de matriz renovável / limpa é de somente 27% do ponto de vista elétrico e de 14% do ponto de vista energético vs. 75% e 46% no caso do Brasil.

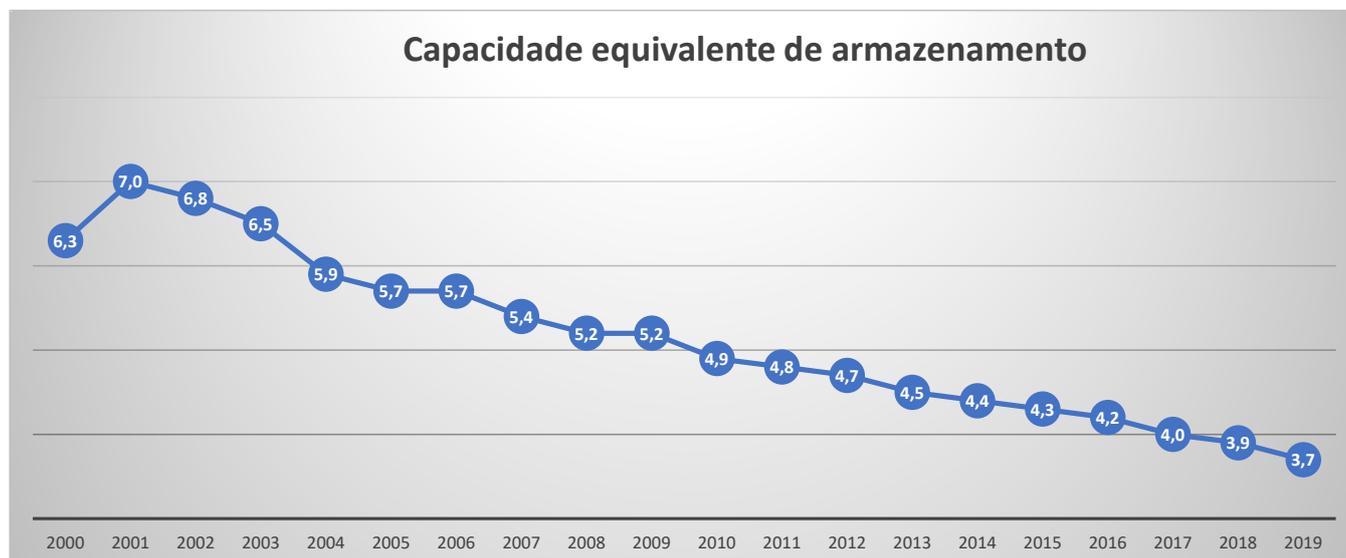
O desafio no caso do SEB é continuar mantendo o grau de penetração de fontes renováveis e ao mesmo tempo garantir a segurança do abastecimento, dada a concentração da expansão em fontes não despacháveis ou intermitentes, como as fontes eólica e solar, biomassa e usinas hidrelétricas sem reservatórios de acumulação.

Figura 1 – Expansão da Geração Centralizada por fonte - 2010-2020A (ANEEL)



Na última década, a capacidade de geração centralizada do país aumentou em média 4,9% a.a. (64,2 GW no total), dos quais 43,1% por fontes renováveis não convencionais (eólicas, solares e biomassa). No caso da expansão hidrelétrica que respondeu por 46% da expansão no período, ocorreu principalmente na Amazônia Legal, com impossibilidade dada as características topográficas, ambientais e de preservação de construção de grandes reservatórios de acumulação. Dada essa concentração, a reserva girante do sistema reduziu-se praticamente pela metade.

Figura 2 – Capacidade Equivalente de Armazenamento em meses - 2000-2019A (MME, ANEEL, ONS)



Portanto, do ponto de vista de confiabilidade do sistema, a expansão indicativa do PDE 2030 não está alinhada com a visão de preservação de sua confiabilidade, quando concentra 91,9% em fontes renováveis que, com exceção do biogás, possuem alto grau de intermitência.

Figura 3 – Expansão Indicativa de Geração (2021- 2030E) – PDE 2030 (EPE)

2021A-2030E	MW	%
Total fontes renováveis	29.588	91,9%
Hidrelétrica (incluindo PCH, CGH)	6.774	21,0%
Eólica	16.360	50,8%
Solar	5.327	16,5%
Biomassa + Biogás	1.127	3,5%
Total fontes não renováveis	2.620	8,1%
Térmica	1.215	3,8%
Nuclear	1.405	4,4%
Total	32.208	100,0%

Ao analisarmos a comparação da matriz elétrica ao final do horizonte de planejamento dos dez anos, nota-se uma redução significativa na expansão da capacidade de geração em relação ao PDE 2029, o que não se justifica integralmente pela redução de carga decorrente dos efeitos da pandemia de Covid19. Como destacado no capítulo sobre demanda de energia, não somente o efeito negativo no lado da carga e da demanda foi menor do que o projetado – uma vez que a carga de 2020 encerrou o ano com média de 67.241 MW vs. projeções do PDE 2030 de 65.900 MW (+1.340 MW médios) – mas a retomada da atividade econômica no Brasil no segundo semestre, bem como o carry para 2021 e o início de novo ciclo de commodities. Todos apontam para cenários mais positivos de carga e demanda vs. as premissas no início da pandemia.

Ainda no âmbito de confiabilidade, a redução de 23.577 MW médios de capacidade ao final do ciclo de planejamento em relação ao PDE 2029 foi 69,7% por fontes não intermitentes / despacháveis, o que reduz de maneira ainda mais assertiva a reserva girante do sistema elétrico nacional.

Figura 4 – Evolução da Capacidade Instalada de Geração – MW - 2006 – 2030E (ANEEL, ONS, EPE)

Capacidade instalada (MW)										
Fonte	2006A		2020A		2030E (PDE)		2029E (PDE)		Delta	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	2030x2029	%
Hidrelétrica (incl. PCH, CGH)	78.860	83,0%	114.185	66,8%	122.282	59,8%	120.003	52,6%	2.279	-9,7%
Térmica	13.969	14,7%	35.604	20,8%	38.054	18,6%	54.479	23,9%	-16.425	69,7%
Nuclear	2.007	2,1%	1.990	1,2%	3.395	1,7%	3.395	1,5%	0	0,0%
Eólica	208	0,2%	16.209	9,5%	32.230	15,8%	39.475	17,3%	-7.245	30,7%
Solar	0	0,0%	3.063	1,8%	8.436	4,1%	10.622	4,7%	-2.186	9,3%
Total	95.045	100,0%	171.051	100,0%	204.397	100,0%	227.974	100,0%	-23.577	100,0%

Figura 5 – Evolução da Capacidade Térmica – MW – 2020A – 2030E vs. 2029E (PDE)

Evolução térmicas (MW) - PDE 2030 x 2029						
Fonte	2020A	2030E	Delta	2029E	Delta	%
Gás Natural	14.326	22.005	7.679	36.190	-14.185	86,4%
Biomassa + Biogás	13.939	15.066	1.127	15.815	-749	4,6%
Carvão	3.017	695	-2.322	2.083	-1.388	8,5%
OC	3.486	0	-3.486	25	-25	0,2%
OD	943	288	-655	366	-78	0,5%
Total	35.711	38.054	2.343	54.479	-16.425	100,0%

Conforme demonstrado na figura 4, as hidrelétricas (incluindo PCHs) passariam de 83% da matriz em 2006 para 60% ao final de 2030, perdendo portanto representatividade a favor do aumento de fontes renováveis não convencionais (notadamente eólica e solar) que passam de 0,2% para 20% da matriz de geração e térmicas (incluindo nucleares) de 17% para 20%.

Em relação ao PDE 2029, o percentual de térmicas (incluindo nucleares) na matriz ao final do planejamento reduziu-se expressivamente de 25% no plano anterior para 20% no atual, com sacrifício de capacidade concentrado (figura 5) na oferta indicativa de gás natural que responde por 86,4% da redução de capacidade térmica em relação ao PDE 2029.

É difícil compreender essa visão de matriz se levarmos em consideração: (i) o Novo Mercado de Gás (NMG), (ii) as premissas da própria EPE de aumento da produção de gás natural na segunda metade do decênio, e (iii) as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) de fomentar maior participação do gás natural e mesmo da fonte nuclear na matriz energética brasileira.

Além de ser prejudicial para processo de atração de investimentos em infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e distribuição de gás natural no país, o fato de se considerar somente oferta flexível de térmicas movidas a gás natural no PDE 2030 – vs. cenário de 87% no PDE 2029 – não está alinhado com o melhor aproveitamento do gás natural nacional, cuja produção concentra-se 85% no mar, sendo 86% desta de recursos associados ao petróleo.

A monetização de gás associado a petróleo requer demanda firme para o recurso e globalmente e historicamente, os setores que proporcionam demanda firme para o gás natural são a indústria e o setor elétrico, respondendo por 75% a 85% da demanda de gás natural em média.

A despeito do gradual aumento no grau de eletrificação de economias, é fundamental que o planejamento energético seja feito em consonância com as diretrizes do CNPE e avaliando de maneira integrada e não viesada o perfil de matriz energética mais adaptada ao país, levando-se em consideração não somente o critério ambiental (o E do acrônimo ESG), mas também o critério Social e uma melhor governança intra e intersetorial.

Do ponto de vista de confiabilidade do sistema elétrico a matriz indicativa não atende aos objetivos, além de tornar ainda mais dependente de variáveis exógenas como o volume de afluições e o crescimento econômico. Do ponto de vista de redução do custo de produção de energia, a matriz proposta também não atende.

Ao analisarmos a evolução das tarifas médias de energia elétrica de 2013 a 2019, período em que se conflagrou relevante déficit hidrológico, ocorre um aumento acumulado de 105,2% vs. uma inflação no período de 47,7%. O déficit hidrológico foi responsável por um passivo de R\$161,8bn nesse período. Esse aumento das tarifas ocorreu a despeito de se privilegiar o desenvolvimento de fontes renováveis convencionais e não convencionais desde a retomada de leilões de energia nova em 2005. E por quê? Por que a falta de aumento de oferta de energia despachável ou reservatórios equivalentes aliada ao regime hidrológico adverso levou ao despacho de térmicas movidas a óleo combustível e óleo diesel com custos de até R\$1.700 / MWh para preservar volumes mínimos nos reservatórios hidrelétricos. Consequência: aumento da conta de luz da população brasileira.

O reflexo disso juntamente com a década perdida de crescimento econômico levou o país a ter uma das mais altas tarifas de energia no mundo, respondendo atualmente por 5,5% da renda média mensal do brasileiro vs. 1,5% a 2,5% para países desenvolvidos.

Em relação ao modelo de planejamento é importante fazer duas considerações: (i) não foi realizada a marcação a mercado da garantia física do parque hidrelétrico nacional, e (ii) o volume de afluições em relação à média de longo prazo não alcança 100% da média desde 1931 até o presente (com cortes mais recentes mostrando afluições mais negativas em relação à média histórica nas principais bacias hidrográficas). Com isso, as projeções de velocidade de recuperação de reservatórios presentes na Curva de Aversão a Risco (CAR) não condizem com a realidade. Tanto que para um modelo que foi concebido para ter despacho fora da ordem de mérito com base em risco de déficit de 5% (e na prática da operação 10%), o volume efetivo desde 2013 até o presente ficou entre 20 e 30% do tempo, bastante superior ao cenário de condições normais.

Dessa forma, o processo salutar de modernização do setor elétrico precisa rever premissas fundamentais, como por exemplo o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Pois não é razoável para um modelo que precisa garantir sua confiabilidade e segurança de suprimento que a construção de usinas inflexíveis, portanto reservatórios equivalentes se traduza em passivo e não ativo setorial. Térmicas inflexíveis – independentemente da fonte – que permitiriam preservar reservatórios hidrelétricos, tornando o sistema menos dependente de variáveis exógenas como volume de afluições deveriam ser o mocinho do setor elétrico e não o vilão.

Se o planejamento é feito de maneira a não contextualizar as vocações locais no âmbito de transição energética, bem como realidade sócio-econômica e perspectivas de retomada de atividade industrial, corre-

se o risco de se capear o desenvolvimento do país ao invés de incentivar atividades intensiva de capital e de mão de obra próprias dos setores de infraestrutura.

Nesse sentido, a discussão sobre transições energéticas e grau de eletrificação de economias deveria ser mais ampla, incluindo por exemplo as experiências asiáticas, em particular a China e a Índia, mas também países emergentes do sudeste asiático com crescimento significativo de PIB / consumo energético como Indonésia, Paquistão, Bangladesh, Filipinas e Vietnam. A população conjunta destes 5 países de 866 milhões de habitantes é 15,8% superior à toda a Europa e constituem uma boa proxy de análise de evolução de matrizes para países com perspectivas de crescimento ou aceleração de crescimento econômico, como o Brasil.

Dentre os 15 maiores países do mundo, 12 estão na Ásia e na África, regiões que respondem atualmente por 76,7% da população global e cuja representatividade continuará aumentando, dado o perfil demográfico.

Finalmente há de se constatar os efeitos do aquecimento global no planejamento da matriz. O combate ao aquecimento global passa, invariavelmente, pela redução e neutralização da emissão de gases de efeito estufa. Mas mesmo que todas as metas do Acordo de Paris sejam atendidas, a consequência não será o resfriamento global. Mas uma velocidade de aumento de temperatura menor do que a atual. Sendo assim, não existe dissenso sobre a relevância de se adotar medidas mitigadoras do efeito estufa. Todos estamos no mesmo barco. Porém é também importante analisar no curto prazo os efeitos imediatos que o aquecimento global traz para a matriz energética. Em especial, a questão das altas temperaturas que, no caso do Brasil, tem impactado no consumo de aparelhos de ar condicionado, permitindo que a elasticidade consumo de energia elétrica pelo PIB alcance patamares médios de 1,30x. Outro ponto, é o aumento das adversidades climáticas, como tufões / ventos de altíssima velocidade que acabam causando danos em redes aéreas de transmissão ou distribuição. Fenômenos climáticos como secas prolongadas no caso do Nordeste na última década e no Pantanal em 2020 (pior seca dos últimos 55 anos) também trazem complexidade para o planejamento da confiabilidade do sistema e na configuração do atendimento de carga.

Tais adversidades climáticas foram responsáveis, mesmo que não integralmente, pelo apagão de 21 dias do Estado do Amapá em Novembro, pelas 48 horas de apagão no Piauí na virada do ano, pelo recente problema em São Luiz e pelas quedas de redes de transmissão e distribuição no sul do país em função da velocidade dos ventos. Também trouxeram riscos de comprometimento estrutural de usinas hidrelétricas em Minas Gerais em 2020 quando o volume de chuvas em algumas horas atingiu o esperado para o mês inteiro. Todos esses efeitos concretos que perturbam a confiabilidade do sistema elétrico têm aumentado em frequência e, muitas vezes, em intensidade. Não obstante, o planejamento da EPE insiste como solução de confiabilidade a redundância de linhas de transmissão aéreas no território nacional e a oferta de fontes intermitentes de energia elétrica na matriz.

O aumento do custo sistêmico em razão de maior penetração de fontes intermitentes não é algo circunscrito à realidade brasileira. Países como Alemanha, estados como Califórnia, regiões da China cuja velocidade de penetração de tais fontes ocorreu sem a contrapartida de back up para compensar a intermitência convivem com aumento no número de desligamentos e tarifas mais altas do que demais países, estados e regiões.

Outro tema que tende a se tornar cada vez mais presente nas discussões mundiais é o acesso à água. O Brasil possui os dois maiores aquíferos do mundo, sendo o maior (o amazônico) integralmente em seu território, enquanto o segundo (Guarani) compartilhado com países vizinhos no sul. É importante que se tenha um olhar muito apurado para o uso múltiplo da água no atual contexto.

O avanço da agropecuária no bioma Cerrado – região de topografia plana com baixa incidência de ventos, estações bem definidas e volume de chuvas entre 500 a 1000 milímetros por ano – pressupõe uso intensivo

de irrigação por pivôs centrais. Por exemplo, a região de Matopiba que congrega partes dos estados do Maranhão, Tocantins, Piauí e o Extremo Oeste da Bahia, já responde por 11,6% da produção agrícola anual do país (25,6 milhões de toneladas) e tem uma demanda reprimida de energia significativa, haja vista a enorme quantidade de pivôs centrais desligados aguardando a disponibilidade de suprimento de energia.

Com a aprovação do Marco Legal de Saneamento, a água deixa de ser uma exclusividade do setor elétrico e passa ter papel estratégico para expansão da cobertura dos serviços no território nacional. Dessa forma, é inegável que as hidrelétricas de reservatório cumprem o papel de confiabilidade do sistema e de *back-up* de carga de maneira eficiente e competitiva do ponto de vista de custo, porém o uso da água será expandido. Portanto, o planejamento energético não pode prescindir de considerar esses fatores ao analisar a evolução da matriz energética no Brasil encontrando soluções de reservatório equivalentes para maior economia de água.

No caso do Brasil, que já possui uma matriz 75% renovável, com reserva girante decrescente e perspectiva de crescente uso múltiplo da água, análises de confiabilidade do sistema e do atendimento de pico e as estratégias de inércia /resiliência deveriam ser enfrentadas respeitando as particularidades do país (como a renda da população) quando se cogitar soluções importadas. No fundo, a mensagem é calibrar a velocidade da transição energética considerando as características do sistema brasileiro para que os custos sistêmicos de segurança e resiliência em cenários de adversidade climática e/ou retomada do crescimento econômico não sobrecarreguem de maneira excessiva os consumidores finais, causando racionamentos econômicos (elevação das tarifas) ou mesmo racionamentos físicos, impedindo o crescimento da economia.

2. Demanda de Energia

O primeiro capítulo do PDE apresenta as premissas gerais (sociodemográficas e econômicas) para o Brasil e para o mundo. Como tais premissas interferem no cenário de demanda, nós apresentamos brevemente considerações sobre as estimativas utilizadas.

Em relação ao crescimento populacional, a EPE estima uma desaceleração no crescimento da população brasileira para 0,6% a.a. vs. uma média histórica de 2007 a 2020 de 0,9% a.a. De fato existe uma inclinação negativa no crescimento populacional ao longo da última década passando de 1,0% a.a. (2007 a 2009) para 0,9% (2010 a 2014) e 0,8% entre 2015 a 2018. A pergunta que fica é se esse perfil não guarda em alguma medida relação com o desempenho econômico na última década (2011 a 2020) cujo crescimento médio anual deve alcançar somente 0,1% a.a. Portanto seria oportuno avaliar se a velocidade da desaceleração repetirá o padrão da última década em cenário de reaquecimento de atividade econômica.

As premissas de crescimento econômico do Brasil no PDE são de 2,8% a.a. entre 2021-2025 e de 3,0% a.a. entre 2026-30 em linha com as premissas do PDE 2029. Para o ano de 2020, o documento mantém estimativa defasada de retração econômica de 5,0%, embora projeta-se um desempenho superior na casa de -4,3 a -4,4%. As estimativas para o quinquênio estão relativamente alinhadas com a mediana de mercado¹.

Abaixo apresentamos nossas análises acerca dos principais pontos percorridos pelo capítulo sobre Demanda de Energia.

Consumo de Eletricidade

Abaixo apresentamos as principais premissas da EPE para consumo de eletricidade com detalhamento por classe, bem como projeções de elasticidade de consumo renda, evolução da população e carga de energia no decênio vs. nossas estimativas.

Figura 6 – Premissas Sócio-demográficas, econômicas e consumo eletricidade – EPE vs CBIE

	PDE 2030	CBIE
PIB	2,9%	3,0%
Elasticidade	1,44x	1,24x
População	225.400	225.400
Crescimento por segmento (2019-30E)	PDE 2030	CBIE
Residencial	3,4%	3,8%
Comercial	3,0%	2,4%
Industrial	2,5%	3,4%
Demanda total	3,1%	3,1%

Residencial: Projetamos consumo de eletricidade nas residências crescendo em média 3,8% a.a. entre 2019 e 2030 versus 3,4% no caso da EPE. Embora reconheçamos os efeitos positivos de eficiência energética apontados pela EPE, como por exemplo, o gradual aumento no uso de iluminação por lâmpadas LED em substituição às incandescentes ou fluorescentes, nós consideramos que o efeito das altas temperaturas decorrentes do aquecimento global continuará a exercer pressão positiva de consumo via maior penetração de equipamentos de ar condicionado nas residências (quantidade), bem como número de horas utilizadas ao longo do ano (frequência). Portanto alcançamos um consumo per capital residencial no final do ciclo de projeção de 206 vs. 197 no PDE 2030.

¹ FOCUS – RELATÓRIO DE MERCADO – 08/01/2021, Banco Central do Brasil, publicado em 11/01/2021

Industrial: Em relação ao consumo de eletricidade na indústria, nós estimamos um crescimento médio de 3,4% entre 2019 e 2030 acima das estimativas do PDE (+2,5% a.a.) principalmente em razão do ponto de partida da trajetória (conforme discutido anteriormente em relação ao comportamento da economia em 2020) e as premissas de retomada de atividade industrial. O crescimento médio entre 2021 e 2030 em nosso modelo é de 4,6% a.a.

Comercial: No caso do consumo comercial somos mais conservadores do que a EPE e projetamos aumento no consumo de eletricidade de 2,4% a.a. entre 2019 e 2030 vs. 3,0% no caso da EPE. Os principais motivos sendo: (i) o avanço do e-commerce em proporção ao total de vendas reduzindo fluxo de lojas físicas em shopping centers e estabelecimentos comerciais, (ii) o efeito mais significativo de eficiência energética via iniciativas como instalação de painéis solares, substituição de geradores a diesel por gás natural para reduzir consumo de eletricidade, e (iii) maior peso relativo de delivery para refeições vs. cenário pré-pandemia.

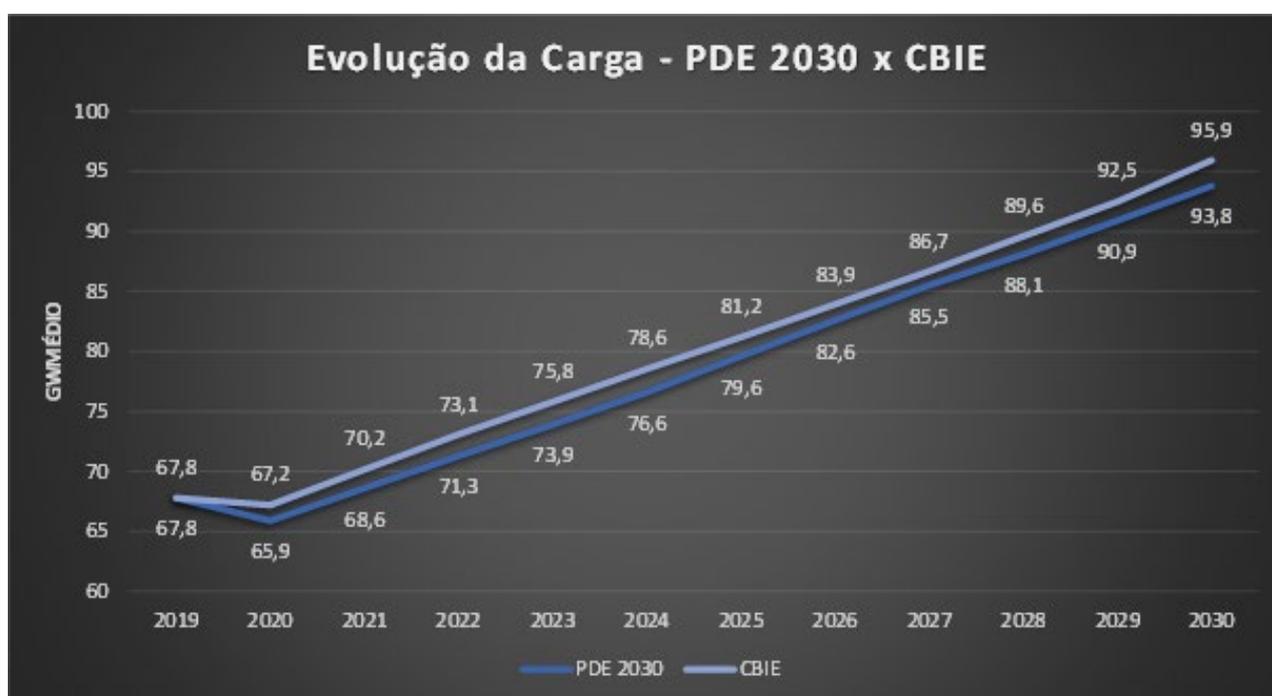
Do ponto de vista geral, em que se pesem as discussões sobre PIB potencial brasileiro pré ou pós reformas estruturantes e ganhos de produtividade total dos fatores (PTF), consideramos que as projeções de consumo de eletricidade não incorporam integralmente 2 aspectos de médio e longo prazo:

- **Considerações sobre inserção de Veículos Elétricos (VEs):** Apesar dos comentários sobre a adoção de veículos elétricos e discussões sobre transporte pesado, o cenário de eletrificação / mobilidade elétrica não parece integralmente incorporado no cenário de crescimento de demanda do PDE 2030. Atualmente existem 22.524 veículos elétricos e híbridos em circulação no país e perspectivas, segundo o programa federal Rota 2030, de aumento de frota para até 2 milhões de veículos ao final de 2030 (logo, valores potencialmente superiores até o final de 2050). Já existe no Congresso, o projeto de lei #314/17 que prevê o fim da produção de carros movidos a combustíveis fósseis até 2030 e circulação a partir de 2040 (em linha com iniciativas globais). Embora devamos reconhecer a competitividade e primazia do papel do etanol e do biodiesel na frota de veículos leves e pesados brasileiros – que devem postergar uma adoção mais pronunciada de veículos elétricos em comparação com países não produtores de biocombustíveis – estudos elaborados pela CPFL Energia apontaram que, caso se alcance uma frota de 2 milhões de VEs até o final de 2030, projeta-se um aumento no consumo de eletricidade entre 0,6% e 1,6% a.a. acima do consumo projetado atualmente nos planos de médio e longo prazo do MME. Logo, recomenda-se do ponto de vista holístico uma revisão do potencial de mobilidade elétrica e grau de penetração de frota de VEs no mercado de automóveis brasileiro e as consequências para o consumo.
- **Desenvolvimento agrícola no Bioma Cerrado:** a última fronteira de expansão agrícola no país ocorreu no bioma Cerrado, que percorre a faixa central do território brasileiro passando pelos estados de Maranhão, Tocantins, Piauí, região Oeste da Bahia, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Distrito Federal e Minas Gerais. Esse bioma já responde por 60% da produção de soja do país e 15% da circulação de soja no mundo. O bioma possui características muito particulares, como estações bem definidas, solos mais pobres em nutrientes, período de chuvas grande parte coincidentes com o período úmido do setor elétrico, pluviometria de 500 a 1000 ml ano, baixa intensidade de ventos e topografia plana. A evolução tecnológica da agricultura – mérito dos trabalhos desenvolvidos pela EMBRAPA em parceria com universidades – permitiu a exploração econômica do Bioma. Uma das características da produção é o elevado nível de mecanização e uso intensivo de irrigação por pivôs centrais. E o uso de pivôs centrais –além das discussões de uso múltiplo de águas – é intensivo em uso de energia. Portanto, um estudo de

campo detalhado para mapear a demanda reprimida de energia em regiões como a MATOPIBA – que responde por 11,6% da produção agrícola nacional – é fundamental para aprofundamento de PDEs em parceria com o MAPA e a CONAB. Somente na região do Extremo Oeste Baiano existe estoque relevante de pivôs centrais desligados aguardando previsão de suprimento de energia para desenvolvimento de sua produção agrícola e esta situação não é circunscrita somente a essa região.

Do ponto de vista da carga do sistema, nós consideramos que o cenário de referência do PDE 2030 é tímido em relação a sua evolução ao longo do decênio. Talvez seja uma questão somente de ajuste do ponto inicial da trajetória, pois embora o documento projete uma carga média de 65.900 MW para o ano de 2020, dados do ONS sugerem que a carga do ano alcançou uma média de 67.241 MW, portanto 1.341 MW acima do cenário projetado pelo PDE 2030. Dessa forma, nosso modelo de oferta e demanda considera uma carga ao final do horizonte de planejamento de 95,9 GW médios vs. 93,8 GW médios assumidos pelo documento.

Figura 7 – Evolução da Carga de Energia Elétrica 2019-2030E – EPE vs CBIE



3. Geração Centralizada e Distribuída de Energia Elétrica

Antes de apresentar as considerações sobre a expansão indicativa da oferta de geração tanto centralizada quanto distribuída no PDE, a EPE discorre sobre seu Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) que, juntamente com considerações sobre o modelo Newave para simulação e planejamento da operação e a ferramenta de Balanço de Potência desenvolvida pela EPE, ancoram a expansão indicativa da oferta no decênio.

No que tange às premissas utilizadas nos modelos computacionais, a EPE utiliza-se de uma taxa de desconto (WACC) em termos reais de 8% a.a., com base em estrutura de capital próprio e terceiros de 40%/60% e custo de capital próprio de 13% a.a. e de terceiros de 7% a.a., além do regime de tributação de lucro real (34% de IR/CSLL). Embora existam benefícios fiscais (REIDI, SUDAM, SUDENE) e alternativas de alavancagem mais competitivas – ambos gerando efeitos redutores no custo marginal de expansão por fonte (do inglês Levelized Cost of Electricity- LCOE), as premissas adotadas são defensáveis e não encontramos pontos de discordância. Porém, ao analisarmos as premissas operacionais e também questões de confiabilidade / segurança energética encontramos divergências que interferem no processo de seleção de fontes para a expansão indicativa.

Como condição de contorno, a análise do custo marginal de expansão não captura integralmente os custos que cada fonte traz para o sistema. Portanto na ausência de uma análise mais aprofundada dos atributos de cada fonte, o modelo de projeção acaba colocando peso exacerbado na variável preço e, conseqüentemente, o peso excessivo da oferta indicativa de eólicas e solares no decênio que, inegavelmente, do ponto de vista de competitividade de preço da fonte são imbatíveis. Porém são fontes intermitentes, logo existem uma série de efeitos diretos e indiretos para o sistema em razão de uma adoção mais pronunciada de tais fontes que não são capturados pelo custo marginal da fonte.

Exemplo prático disso é o fato do Brasil ter uma das matrizes elétricas e energéticas mais limpas do mundo, porém com tarifas de eletricidade mais altas do mundo. Em nossa opinião, a premissa de que a redundância em capacidade de transmissão e de intercâmbio de energia entre subsistemas com oferta marginal ancorada em eólicas e solares e reservatórios hidrelétricos cumprindo a função de balanceamento previsa ser revista. Essa revisão deve levar em consideração 3 fatores principais:

- 1) Histórico de aflúncias nas principais bacias hidrográficas do país:** A análise da energia natural aflúente (ENA) em relação à média histórica (medida desde 1931 e extrapolada para 2000 anos por modelos computacionais) mostra que a média verificada é consistentemente inferior a 100% da média de longo termo. Em outras palavras, há mais de uma década os volumes de aflúncia tem se apresentado inferiores que a média esperada. Em função disso, a velocidade de recomposição de reservatórios se reduziu;
- 2) Marcação a mercado da garantia físicas das usinas hidrelétricas:** Se o modelo computacional utilizar a informação atualizada das garantias físicas das usinas hidrelétricas haverá uma redução estrutural na energia assegurada do sistema. Essa premissa é fundamental para aferir a reserva girante do SEB;
- 3) O incentivo à descentralização da geração pressupõe aproximar a geração da carga:** Se existe um movimento não exclusivo ao Brasil de descentralização da oferta de energia elétrica (um dos 3 Ds juntamente com Descarbonização e Digitalização), os modelos de planejamento e operação precisam ter granularidade para inferir impactos na resiliência do sistema e a pulverização de situações que podem levar a desligamentos involuntários que eram inferiores quando da gestão sistêmica em condomínio. Aliás, esse exemplo de condomínio versus casas individuais é oportuno. Quando se enfileiram casas em condomínios fechados, inclusive os verticais (prédios), a gestão é

mais simples. Há um operador central eleito (síndico) e compartilhamento de custos, como água, esgoto, IPTU e mesmo a possibilidade de rateio da conta de luz sem medição individualizada. Quando há uma ocorrência no condomínio, todos os condôminos são co-responsáveis por informar ao gestor, mas terceirizam a responsabilidade para um síndico que centraliza a tomada de decisões buscando preservar o patrimônio coletivo do condomínio. Se hipoteticamente um condomínio se descentraliza com processo de tomada de decisão distribuída e não centralizada evidentemente o custo de agência sobe.

No SEB, em particular no SIN, a lógica é a mesma. Portanto em nossa opinião se há um consenso de que a descentralização aumenta a dificuldade (portanto custo) de gestão do sistema de transmissão é muito importante que o planejamento – que permanece centralizado – seja alterado para contemplar essa nova realidade. Sistemas isolados possuem custos maiores. Operar uma série de sistemas distribuídos acarreta custos não previstos e crescentes. O exemplo recente de Minas Gerais com exaustão da capacidade de transmissão versus expectativa de novas conexões remotas, uma vez que é um dos estados que tem concentrado a geração distribuída no país ilustra bem essa dificuldade e importância de aprimoramento no planejamento com cunho regional.

Adicionalmente como discutido no capítulo de transmissão, a premissa de redundância de transmissão precisa ser analisada sob a ótica não somente ambiental – com bem apontado pelo documento – mas também climática e os efeitos que a adversidade climática tem trazido para linhas aéreas de transmissão e distribuição ao longo do tempo. Quando se pensa em baterias busca-se exatamente diferir investimentos em transmissão e prover uma solução local para garantia de suprimento. Mas do ponto de vista econômico existem soluções mais competitivas atualmente para prover essa confiabilidade e segurança sistêmica: usinas termelétricas com custos de combustível baixos (englobando-se boa parte do espectro de fontes fósseis à exceção do óleo diesel e óleo combustível e também nuclear).

Sobre as premissas operacionais, a EPE apresenta na Tabela 3-1 o resumo das considerações de custos para tecnologias do MDI. Embora as faixas de capex estejam bem calibradas com referências internacionais / de epcistas, o mesmo não pode ser dito para as referências de CVU (R\$/MWh) da fonte gás natural. O PDE assumiu para plantas a gás natural em ciclo combinado CVU entre R\$268 a 347/MWh e no caso de ciclo aberto – pelo maior consumo de gás – entre R\$451 a 560/MWh.

Não foi feita uma consideração sobre a origem do gás natural: se em terra ou em mar. A exceção foi referência específica de CVU para plantas a ciclo combinado utilizando gás do pré-sal de R\$202/MWh.

Como o câmbio de referência utilizado no PDE foi de R\$4,11/USD, as referências utilizadas sugerem:

- 1) Gás Natural do Pré-Sal (ciclo combinado):** a referência de R\$202 implica breakeven para o GN de US\$7,22/MMBTU. Com as demais referências da EPE (MDI) implicaria um CME de R\$300,8/MWh; Mantendo-se o mesmo CVU, nossas estimativas implicariam um CME de R\$279,9/MWh (6,9% inferior ao cenário EPE) mesmo não considerando o benefício fiscal do REIDI. E enxergamos breakevens de US\$4-5/MMBTU para recursos do pré-sal e US\$6-8 incluindo custos de processamento, transporte e distribuição.
- 2) Gás Natural (Ciclo Combinado):** Levando em consideração o CVU de R\$268 a 347 e a taxa de câmbio, os preços equivalentes de monetização do gás seriam entre US\$9,6 e US\$12,4/MMBTU, o que é inconsistente. Em especial se considerarmos suprimento de gás natural convencional onshore cujas referências de breakeven estão entre US\$2,5 a 3,0/MMBTU. Existem vários exemplos na última

década (Eneva, Imetame) de monetização de gás natural onshore com construção de térmicas na cabeça do poço, cujo preço implícito do gás invariavelmente variou entre US\$4,1 e US\$4,5/MMBTU. Logo, ao não diferenciar a origem da oferta de gás e trabalhar com premissas não condizentes com referências internacionais e locais, a competitividade da fonte gás natural no horizonte de planejamento fica muito comprometida, bem como irrealistas as referências de aumento de custo sistêmico com maior adoção de térmicas a gás natural inflexíveis no país.

3) Gás Natural (Ciclo Aberto): As referências da EPE para CVU de plantas a GN ciclo aberto implicam preços do gás entre US\$10,5/MMBTU e US\$13,0/MMBTU ou, em US\$/bbl, US\$63 a 78/bbl. É notório que o mercado global de GNL há muito tempo não é precificado exclusivamente em referência gas-oil (ancorada no Brent) e atualmente um terço do mercado global já é precificado no mercado spot e com referências gas-gas (mercados locais) abundantes, como o Henry Hub, o gás russo, NBP Europeu. Como 70% das reservas globais de gás natural possuem breakeven abaixo de US\$3,00/MMBTU, a utilização de CVU entre US\$10,5 a US\$13,0/MMBTU não guarda consistência técnica e prejudica a representatividade de plantas a gás natural na expansão indicativa. Mesmo assim e considerando os US\$13,0/MMBTU e inflexibilidade de 50%, o CME seria de R\$377,1/MWh bastante inferior ao custo total de geração de energia via plantas nucleares e de óleo combustível e diesel.

Além de não considerar a diferença de breakeven entre recursos onshore (terra) e offshore (mar), a premissa de inflexibilidade máxima de 50% está desalinhada com as portarias 435 e 436 do Ministério de Minas e Energia (MME) – que eliminou esse limite de inflexibilidade – e também com a característica do gás natural do pré-sal que é em sua grande maioria associado ao petróleo e que, portanto, requer uma demanda firme para evitar riscos indesejados de interrupção na produção de petróleo ao longo da vida útil de cada reservatório. Sendo assim, se atualmente 85% da produção de Gás Natural se encontra no mar e 86% desta de recursos associados, o planejamento precisa considerar adequadamente essa característica nas projeções de matriz energética para manter coerência e sintonia tanto com o MME quanto com as diretrizes do CNPE.

Os 50% se tornaram uma realidade do ponto de vista do planejamento devido ao regime hidrológico das usinas construídas na Amazônia Legal que, em grande parte a fio d'água (turbinas bulbo), só geram eletricidade no período úmido (normalmente entre Novembro e Abril). Logo, em condições normais, despacho zero de térmicas no período úmido e 100% no período seco, portanto 50% de inflexibilidade. Porém os dados de pluviometria, ENA, capacidade de recomposição de reservatórios há mais de uma década não apresentam comportamento normal, com reflexo em despacho térmico fora da ordem de mérito em média 20 a 30% do tempo vs. previsão computacional de 5-10%.

Expansão Indicativa de Geração de Energia Elétrica Centralizada – Cenário de Referência (PDE 2030)

A expansão indicativa no PDE 2030 apresentou sensível redução na capacidade instalada de geração ao final do horizonte de planejamento em relação ao PDE 2029. Ao todo 23.577 MW médios de capacidade foram eliminados de maneira que a capacidade instalada centralizada projetada para 2030 alcança 204.397 MW vs. 227.974 MW ao final de 2029 no plano anterior.

Figura 8 – Evolução da Capacidade Instalada de Geração – MW - 2006 – 2030E (ANEEL, ONS, EPE)

Capacidade instalada (MW)										
Fonte	2006A		2020A		2030E (PDE)		2029E (PDE)		Delta	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	2030x2029	%
Hidrelétrica (incl. PCH, CGH)	78.860	83,0%	114.185	66,8%	122.282	59,8%	120.003	52,6%	2.279	-9,7%
Térmica	13.969	14,7%	35.604	20,8%	38.054	18,6%	54.479	23,9%	-16.425	69,7%
Nuclear	2.007	2,1%	1.990	1,2%	3.395	1,7%	3.395	1,5%	0	0,0%
Eólica	208	0,2%	16.209	9,5%	32.230	15,8%	39.475	17,3%	-7.245	30,7%
Solar	0	0,0%	3.063	1,8%	8.436	4,1%	10.622	4,7%	-2.186	9,3%
Total	95.045	100,0%	171.051	100,0%	204.397	100,0%	227.974	100,0%	-23.577	100,0%

Em primeiro lugar, a magnitude de retirada de capacidade de oferta não guarda relação com a revisão da carga. Se o ponto final de carga no plano atual implica 7 GW a menos que no plano anterior, a redução de 23,6 GW parece exagerada.

Decompondo os recursos que foram revistos no planejamento, nota-se um aumento na oferta indicativa hidrelétrica (incluindo PCHs e CGHs) de 2.279 MW e exclusão de oferta indicativa térmica de 16.425 MW (69,7% do total excluído) e outros 9.431 MW de eólicas e solares.

Figura 9 – Expansão Indicativa de Geração Centralizada – MW – PDE 2029 x PDE 2030 (EPE)

PDE 2029	2019A-2029E		PDE 2030	2020A-2030E	
	MW	%		MW	%
Total fontes renováveis	40.631	68,1%	Total fontes renováveis	29.588	91,9%
Hidrelétrica (incluindo PCH, CGH)	5.887	9,9%	Hidrelétrica (incluindo PCH, CGH)	6.774	21,0%
Eólica	24.202	40,6%	Eólica	16.360	50,8%
Solar	8.140	13,6%	Solar	5.327	16,5%
Biomassa + Biogás	2.403	4,0%	Biomassa + Biogás	1.127	3,5%
Total fontes não renováveis	19.053	31,9%	Total fontes não renováveis	2.620	8,1%
Gás Natural	22.935	38,4%	Gás Natural	7.678	23,8%
Nuclear	1.405	2,4%	Nuclear	1.405	4,4%
Carvão	-934	-1,6%	Carvão	-2.322	-7,2%
Óleo Combustível (OC)	-3.672	-6,2%	Óleo Combustível (OC)	-3.486	-10,8%
Óleo Diesel (OD)	-681	-1,1%	Óleo Diesel (OD)	-655	-2,0%
Total	59.684	100,0%	Total	32.208	100,0%

Conforme figura 9, a parcela da expansão indicativa por fontes renováveis passou de 68,1% da oferta no PDE 2029 para 91,9% no PDE 2030.

E a principal fonte prejudicada no planejamento foi o gás natural. Além da retirada integral de oferta inflexível na expansão indicativa – que possui custo inferior à oferta flexível – houve redução na capacidade projetada de GN ao final do decênio de 36.190 MW para 22.005 MW, em total descompasso com as premissas do próprio documento de projeção de aumento de produção futura de gás natural no país e as diretrizes estabelecidas pelo CNPE e MME no âmbito do Novo Mercado de Gás.

Figura 10 – Evolução da Capacidade Térmica – MW – 2020A – 2030E vs. 2029E (PDE)

Evolução térmicas (MW) - PDE 2030 x 2029						
Fonte	2020A	2030E	Delta	2029E	Delta	%
Gás Natural	14.326	22.005	7.679	36.190	-14.185	86,4%
Biomassa + Biogás	13.939	15.066	1.127	15.815	-749	4,6%
Carvão	3.017	695	-2.322	2.083	-1.388	8,5%
OC	3.486	0	-3.486	25	-25	0,2%
OD	943	288	-655	366	-78	0,5%
Total	35.711	38.054	2.343	54.479	-16.425	100,0%

E não foi somente o gás natural a fonte térmica prejudicada. Houve retirada de oferta indicativa de plantas a carvão, bem como de biogás, a despeito da importância industrial do carvão no sul do país – que também se verifica na China e na Índia – e do enorme potencial de produção de biogás que o Brasil dispõe.

Em segundo lugar, é importante destacar que a expansão indicativa acentua a redução de reserva girante do sistema ao longo do tempo. Como o potencial hidráulico remanescente no país é amplamente concentrado na Amazônia Legal, não se projeta a construção de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de acumulação. Portanto, ao reduzir seu peso relativo de 83% em 2006 para 60% em 2030 a favor de eólicas e solares (0,2% pra 20%) e somente 3% de aumento de peso relativo de térmicas e nucleares vs. 2006, o sistema se torna ainda mais dependente de variáveis exógenas para seu pleno funcionamento, reduzindo-se sua confiabilidade e inércia.

Como consequência do desacoplamento do planejamento vs. a operação real, o custo marginal de expansão entre 2026 e 2030 reduziu-se de R\$169/MWh para R\$106/MWh e, no caso de restrição de capacidade vai a R\$187/MWh. Essa referência se compara com o PLD em ano de pandemia de R\$177,2/MWh (carga média) e de R\$298,1/MWh de Janeiro de 2013 até 2020 (período de hidrologia abaixo da média histórica).

Essa diferença de preço estimado computacional vs. o preço real é ilustrativo do aumento do custo sistêmico, do despacho fora da ordem de mérito e da necessidade de rever os modelos e o planejamento como um todo. Porque se as simulações do modelo estivessem traduzidas nos dados efetivos, as tarifas de eletricidade no Brasil não teriam crescido 2,2x acima da inflação desde 2013.

Expansão Indicativa da Geração Distribuída – PDE 2030

Em relação aos Recursos Energéticos Distribuídos apresentamos nossos comentários em relação às projeções do aumento de oferta de micro e minigeração distribuída (MMGD). A EPE optou por trabalhar com dois cenários de expansão:

- **Cenário Verão (Mais Otimista):** em que se mantém uma política de grande incentivo para a MMGD e pressupõe aumento de capacidade instalada até 24,5 GW em 2030 (vs. 4,2 GW em 2020)
- **Cenário Primavera (Menos Otimista):** em que se considera a remoção dos incentivos tarifários à MMGD, mas o investimento permanece atrativo e assume aumento de capacidade instalada até 16,8 GW em 2030

Embora concordemos que a retirada dos incentivos com a regulamentação da Resolução 482/12 pelas vias legais e infralegais não compromete integralmente a economicidade da geração distribuída no país (podendo aumentar o *payback* dos investimentos em geração distribuída de 4 a 6 anos em média), nós achamos que a concentração da expansão indicativa na fonte solar, de natureza intermitente possui o mesmo vício de planejamento da expansão da geração centralizada: olhar somente o atributo preço e não o custo que a fonte traz para o sistema de maneira consolidada (portanto considerando a totalidade dos atributos).

Em particular achamos muito inexpressiva o papel do biogás na geração distribuída, uma vez que a capacidade instalada projetada para o final do decênio ainda considera mais de 90% da expansão pela fonte solar fotovoltaica.

O biogás pode cumprir o papel descentralizado de provedor de inércia, resiliência e segurança do sistema de forma complementar à expansão fotovoltaica na geração distribuída. Dessa maneira e com base nas projeções de volume de produção de biogás, há de se revisar as projeções da expansão de geração distribuída. A configuração indicativa está considerando de forma exacerbada e isolada o atributo preço sem ponderar os outros atributos e os benefícios complementares para a lavoura e pecuária da produção de biogás (como redução das emissões de GEE pela parcela de transporte e maquinário das fazendas com substituição de motores a diesel por biometano, bem como biofertilizantes).

E além da produção de biogás própria do agronegócio existe a produção com base no lixo / aterros sanitários, bem como subproduto da produção da cana de açúcar (o vinhoto), todas alternativas de geração térmica de CVU nulo e limpas.

As associações do setor já providenciam mapas interativos da produção de biogás no território brasileiro, bem como o MAPA oferece calculadoras para estabelecer a produção de biogás em função das características do rebanho, tempo de confinamento, tipo de produção (extensiva ou semi-extensiva).

O agronegócio brasileiro engloba até 70% do potencial de geração de biogás do país. Dada a sua relevância, o MME deveria trabalhar conjuntamente com o MAPA para desenhos de mercado e do papel do biogás na matriz energética brasileira, seja como alternativa de geração distribuída despachável seja como estratégia de redução de emissões de carbono da produção agropecuária e do transporte e maquinário agrícola rurais.

O Brasil possui o segundo maior rebanho bovino do mundo com 226 milhões de cabeças e alimenta atualmente mais de 1,5 bilhão de pessoas em todo o planeta (uma produtividade de 1 tonelada por habitante vs. 250 kg para países como China, Alemanha) ocupando 27% de seu território e preservando 66% de sua floresta nativa. O potencial de geração de biogás agropecuário corresponde a 70% do potencial total que podemos alcançar de 140 milhões de m³ dia futuramente. São várias as possibilidades de produção e geração de energia via biogás, além de permitir fechar o ciclo completamente sustentável da produção lavoura pecuária, uma vez que o biogás pode substituir motores a diesel de máquinas (colheitadeiras), tratores e caminhões via purificação transformando-se em biometano, bem como o subproduto do biogás é um biofertilizante reaproveitável na fazenda.

O Brasil não pode se abster de um planejamento que coloque o biogás como protagonista da descentralização da geração de energia por fonte limpa e despachável vs. a intermitência da fonte solar.

Portanto um trabalho mais aprofundado desse potencial em fazendas como avicultores, suinocultores, produtores de gado de corte e de leite, no interior do Brasil é fundamental, em parceria com a Embrapa, Cibogás e outras instituições envolvidas no aproveitamento dessa fonte. Além disso, o Plano Nacional de Resíduos Sólidos, bem como a produção de lixo em aterros sanitários, mostra-se a segunda maior fonte de

produção de biogás e possível utilização em usinas usando de tecnologias *waste-to-energy*. Como o Brasil se configura como um dos países de maior potencial de biogás do mundo, é importante que – assim como no caso do etanol – o país assuma um papel de liderança neste desenvolvimento que poderá ser copiado futuramente por outros países ao redor do globo.

O Brasil possui liderança mundial na produção de carne (suínos, bovinos, aves), está entre os 5 maiores produtores de leite do mundo, além de possuir o segundo maior rebanho do planeta. O MAPA já discutiu em publicações a economicidade de geração de energia por biogás para consumo próprio e exportação para a rede e qual patamar mínimo de tamanho de rebanho e tempo de confinamento para alcançar os retornos (entre 15% a 35%).

A produção de biogás por fazendas via biodigestores, além de permitir a independência elétrica ou mesmo produzir superávits a serem disponibilizados à rede, também permite redução de emissões de gases de efeito estufa, via substituição de geradores a diesel para câmaras frigoríficas, bem como substituição de motores de máquinas, empilhadeiras, colheitadeiras, além de tratores e caminhões via processo de purificação do biogás (mistura de água) para o biometano.

Analisando o caso da cana de açúcar – que responde pela maior parte da capacidade de biomassa instalada no país – há bastante potencial de produção de biogás. Cada litro de etanol produzido gera 12 litros de vinhoto que é base para produção de biogás.

Dessa forma, achamos que o modelo MDI da EPE não esteja considerando adequadamente esse potencial seja via geração distribuída seja centralizada.

4. Transmissão de Energia Elétrica

O Brasil é exemplo mundial pela qualidade e capilaridade de seu sistema de transmissão de energia elétrica com taxas de disponibilidade médias recorrentemente acima de 99,70%. Com 141.000 km de extensão de linhas em corrente alternada (CA) e contínua (CC), o sistema de transmissão possui o importante papel de interligar os submercados de energia elétrica em prol de maior equalização de preços e eliminação de gargalos de intercâmbio e, dessa forma otimizando o despacho de energia.

São projetados volumes consideráveis de investimentos em expansão da rede que, até o final do decênio espera-se superar a marca de 200.000 km de extensão.

Não se discute a importância do sistema de transmissão, bem como a interligação de sistemas isolados do ponto de vista de otimização do despacho elétrico. Em especial, a maior penetração de fontes intermitentes na matriz elétrica brasileira pressupõe investimentos complementares em transmissão e, particularmente no caso da variabilidade da geração de eólicas e solares, a instalação progressiva de compensadores síncronos na rede.

Todavia, em que se pese a redundância de rede como instrumento de assegurar a confiabilidade de controle de sistemas elétricos, cumpre-se destacar dois fatores: (i) a complexidade socioambiental e fundiária para a expansão do sistema – como bem apontado pelo PDE 2030, e (ii) os impactos das mudanças e adversidades climáticas nas redes áreas de transmissão e subtransmissão.

Com relação ao primeiro fator, o documento esmiuçou os desafios da expansão. Porém em relação ao segundo fator acreditamos que estudos devem ser realizados com o objetivo de aprofundar do ponto de vista técnico e operacional a necessidade de investimentos em enterramento de redes para reduzir a influência de intempéries climáticas nas redes e aumentar a qualidade, bem como um visão holística entre investimentos de expansão de malha subterrânea de transmissão vs. malha de gasodutos, assim como as discussões de possíveis investimentos evitados de Transmissão e Distribuição (do inglês T&D deferral) por intermédio de investimentos em sistemas de baterias (BESS).

É notório que o Brasil possui regiões com maior incidência de descargas elétricas (raios) por km² do mundo, o que invariavelmente causa danos na rede. A Enel SP – antiga Eletropaulo Metropolitana – sempre adotou o Programa Verão, uma espécie de força-tarefa para atender ocorrências de rede na estação Verão, devido ao aumento sazonal de quedas de árvores e descargas elétricas.

O fato da rede brasileira ser predominantemente aérea a torna mais suscetível a ocorrências / intempéries climáticas.

Recentemente, fruto das adversidades climáticas, o Brasil passou a conviver com aumento na velocidade de ventos, superando-se até 100 km/h e maior incidência de furacões que tem intensificado as situações de desligamento, por exemplo, na região sul do Brasil em 2020.

Esses fenômenos, não só no Brasil, como no restante do mundo, têm se tornado mais frequentes, o que aumenta a complexidade de manter a segurança do suprimento de energia elétrica por parte dos operadores.

Além disso, a existências de queimadas em função de períodos prolongados de secas e/ou por ação ilegal antrópica podem também trazer ocorrências de rede quando as chamas, por exemplo, alcançam cabos.

No Brasil até a queda de torres de transmissão tem se intensificado devido às condições climáticas.

Logo é importante que uma discussão sobre enterramento de redes e aproveitamento de faixas de servidão

existentes, por exemplo, para a construção de novos gasodutos é fundamental.

Obviamente que essa discussão / transição não é desprovida da lógica econômica que precisa ser considerada com cuidado.

Estudo elaborado pelo governo de São Paulo estimou que caso a concessionária (Eletropaulo Metropolitana a época) optasse pelo enterramento de toda a rede de distribuição da área metropolitana de São Paulo – a menor área de concessão do país – os investimentos alcançariam aproximadamente R\$ 60bn. Para uma empresa que vem investindo R\$ 1,0 bilhão por ano, equivaleria a 60 anos de investimentos para cumprir tal objetivo que, na ausência de suporte de capital externos seriam pagos integralmente via tarifas maiores, o que poderia não ser razoável socioeconomicamente.

Não obstante, para que se alcancem melhorias de qualidade na rede, do ponto de vista de perdas e de DEC/FEC essa discussão é oportuna e relevante e deve ser feita respeitando aspectos locacionais, regionais e de renda, no processo de aprimorar ainda mais a confiabilidade do sistema elétrico face às crescentes adversidades climáticas e os riscos de desligamentos involuntários sejam por tais intempéries ou por situações antrópicas.

A sinalização locacional – em especial dada a expansão crescente via geração distribuída ou descentralizada – é relevante para se estudar alternativas que possam, inclusive, evitar investimentos em rede em favor de soluções de armazenamento ou instalação de termelétricas próximo ao centro de carga.

Quando o sistema elétrico brasileiro (SEB) foi planejado originalmente, previa-se uma distância máxima de 600km da geração em relação aos centros de carga, porém com a expansão da oferta para as regiões Norte e Nordeste ampliou-se significativamente a distância, alcançando-se até 2.000 km. Transmissão em maiores distância e maior penetração de linhas em corrente contínua podem ocasionar a extensão da duração de desligamentos de rede no tempo, o que requer um planejamento coordenado por parte do ONS.

5. Produção de Petróleo, Gás Natural, Derivados e Biocombustíveis

Neste capítulo nós concentramos os comentários referentes aos capítulos do PDE 2030 de número 5 (Produção de Petróleo e Gás Natural), 6 (Abastecimento de Derivados de Petróleo) e 8 (Oferta de Biocombustíveis).

Produção de Petróleo e Gás Natural

- **Petróleo:** Projeções apontam 5,3mbpd de produção de petróleo em 2030 (vs. 5,5mbpd no PDE 2029), com Pré-Sal (em particular Búzios, Tupi, Mero, Sépia e Atapu) respondendo por 79% da produção ao final do decênio
- **Gás Natural:** Produção bruta de 276MMm³/dia e 140MMm³/dia de produção líquida de GN (vs. respectivamente 253MMm³/dia e 137MMm³/dia no PDE 2029), dos quais 85% oriunda de recursos associados ao petróleo e 70% do pré-sal

O PDE atualizou a curva de produção líquida de gás natural no cenário “Novo Mercado de Gás” alcançando-se menor produção em 2025 de 74MM m³/dia (vs. 78MM m³/dia no PDE 2029) e 155MM m³/dia ao final do período (vs. 156MM m³/dia no PDE 2029).

A EPE introduziu um novo box (box 5.2) com análise de sensibilidade para aumento da produção onshore no horizonte do PDE 2030. De acordo com o documento, a EPE projeta aumento na produção onshore de 234kboe/d em 2020 para 355kboe/d ao final da década, enquanto o REATE (Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres) estima 500kboe/d ao final do mesmo período.

A falta de sintonia nas projeções oficiais, em nossa opinião subestima o potencial de recuperação de campos existentes, bem como de novas descobertas especialmente devido ao processo de desinvestimento da Petrobras e aquisição de ativos e áreas por pequenas e médias empresas privadas. Já há exemplos de aumento na produção líquida na bacia terrestre Potiguar, bem como o modelo consolidado de reservatório to wire (R2W) da Eneva. É importante mencionar que desde a descoberta do Pré-Sal no início da década de 2000, a Petrobras concentrou sua campanha exploratória no offshore, portanto com investimentos exploratórios em terra circunscritos a poucas companhias, em particular a Eneva e a Petra Energia. Logo, com o aumento no volume de investimentos tanto em revitalização de campos existentes quanto em novas descobertas abre-se espaço para aumento considerável na oferta onshore que, do ponto de vista de monetização, encontra no setor elétrico e na indústria principais offtakers.

Preços de Petróleo e Gás Natural

A EPE estima preços de Petróleo variando de US\$49/bbl em 2021 e US\$83/bbl ao final da década. Em nossa opinião, as referências de curto e médio prazo estão subestimadas devido principalmente (1) ao novo ciclo de commodities em função da retomada de atividade econômica pós-pandemia, (2) ao gradual aumento de consumo pós vacina (em particular nos países que respondem por 35% da demanda – EUA e China), (3) tensões geopolíticas particularmente no Irã, pós assassinato de seu principal cientista nuclear e recente aumento no enriquecimento de urânio no país (quebrando pacto com potências mundiais), e (4) atuação da OPEP, em particular a Arábia Saudita de sinalização de manutenção de cortes na produção além do acordo de Março de 2020, buscando recompor seu orçamento que requer preços de petróleo de US\$64/bbl. Portanto projetamos preços de petróleo Brent de US\$60/bbl em 2021 e inflação norte-americana de

2022 em diante (+2%).

Em relação ao Gás Natural, os comentários sobre preços internacionais no pós-pandemia não guardam consistência com os dados reportados no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural em que se nota claramente uma recuperação nos preços de Gás Natural tanto no mercado norte Americano (Henry Hub), quanto nas referências russas, e no GNL importado pelo Japão. Portanto a frase de que “os preços de petróleo demonstraram recuperação no final de 2020, porém os preços de GNL continuaram em baixa e há expectativa de manutenção desta tendência nos próximos anos” não é verdadeira.

Não só já se verifica recuperação nos preços no mercado de GNL, como ao longo do ano de 2020 só foi sancionado um projeto de terminal de GNL (ECA – Costa Azul da Sempra no México) mostrando que, devido aos preços baixos em razão da pandemia, uma parcela considerável de aumento da capacidade de terminais de GNL foi diferida no tempo fazendo com que o balanceamento do mercado ocorresse de maneira mais rápida.

Além disso, a demanda por gás natural continuará aquecida principalmente na Ásia (particularmente no Sudeste Asiático), dado que a China - uma das poucas economias cujo PIB teve comportamento positivo em 2020 – atualmente segunda maior importadora de GNL (perdendo somente para o Japão) demandará mais molécula para atender o crescimento de mercado (e projeção de triplicar capacidade termelétrica a gás natural até 2025 vs. 5,2% reportados em 2020), bem como os países do sudeste asiático cujo perfil sócio-econômico e perspectivas de crescimento no consumo de energia são bastante superiores aos países do ocidente.

Como exemplo, o Paquistão (5º maior país do mundo em população) pretende começar a construir um gasoduto de 1.100km juntamente com a Rússia, uma vez que sua produção doméstica atingiu plateau. O país começou a importar GNL em 2015 e já possui dois terminais construídos em plena capacidade e outros 2 terminais devem entrar em operação nos próximos anos. O caso do Paquistão não é isolado. Países como Bangladesh (8º maior do mundo em população), Filipinas (13º maior do mundo), Vietnã (15º), bem como demais países da região como Cambodja, Malásia, Myanmar etc possuem demanda crescente de gás natural e não se projeta pico de consumo antes de 2040.

Portanto, o mercado de GNL já apresentou recuperação de preços, assim como o petróleo, e dado que o principal produtor marginal (EUA) reduziu significativamente sua produção em 2020 em ajuste à retração de demanda, espera-se preços de Henry Hub já normalizados entre US\$3,0-3,3/MMBTU em 2021 (ou preços no Brasil na ordem de US\$4,5-5,0/MMBTU) e pressão positiva oriunda da retomada da atividade econômica pós pandemia.

Em relação aos preços de Gás Natural no mercado doméstico, o documento traz pouca granularidade apresentando somente curvas de preços médios projetados ao consumidor industrial em cenários inferior, referência e superior de US\$8,6-9,5/MMBTU, US\$10,7-12,3/MMBTU e US\$13,9-20,4/MMBTU, respectivamente, que sugerem somente uma comparação de picos e pisos históricos no mercado nacional.

Em nossa opinião, caso o planejamento sinalizasse demanda firme pelo gás associado brasileiro e com isso atraindo investimentos em escoamento, processamento, transporte e distribuição, nosso modelo sugere que o cenário inferior de preço seria o cenário de referência no Brasil.

Oferta de Derivados e Biocombustíveis

Abaixo demonstramos os cenários de oferta e demanda de derivados e biocombustíveis comparados com os cenários do PDE 2030.

Para todos os cenários discutidos, nós assumimos as seguintes premissas macro:

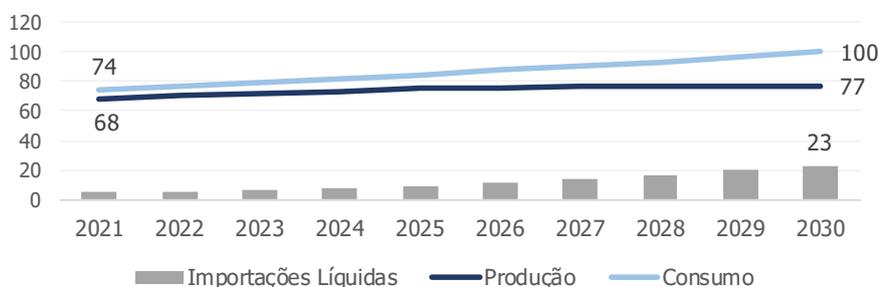
- Crescimento de PIB 2020/21/22/23 em diante: -4,4%/3,5%/2,75%/3,0%
- Elasticidade de consumo de 1,5x em relação à atividade econômica
- Preços de Petróleo Brent 2021/22 (final de período) em US\$/bbl: 60/62
- Preços de Açúcar 2021/22 (média) em US\$/lb: 14,28/14,19
- Inflação (IPCA) 2021/22: 3,50%/3,50%
- Tx câmbio (final de período) 2021 em diante: R\$5,26/USD + diferencial de inflação

Cenários de oferta e demanda de gasolina

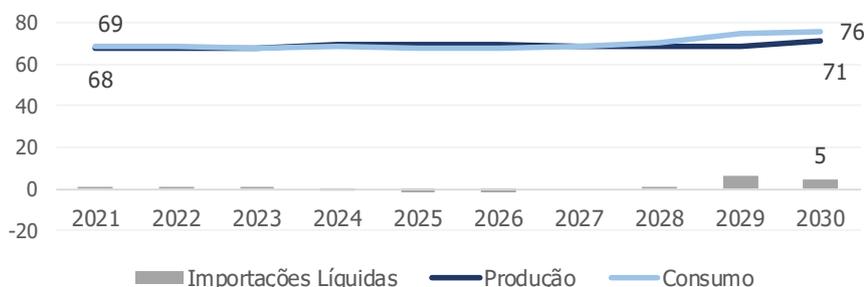
No cenário de oferta e demanda de gasolina, nós estimamos uma retração média de volumes em 2020 de 8,9% devido aos efeitos do COVID-19 alcançando 34,8 bilhões de litros. Em 2021 assumimos aumento de 6,2% em relação a 2020 e uma recuperação em relação aos volumes reportados em 2019 de 38,2 bilhões de litros em 2022, com crescimento médio anual de 3,4% até 2030.

Figura 11 – Oferta e demanda de gasolina 2021-30E – '000 m³/dia

Gasolina A - CBIE



Gasolina A - EPE

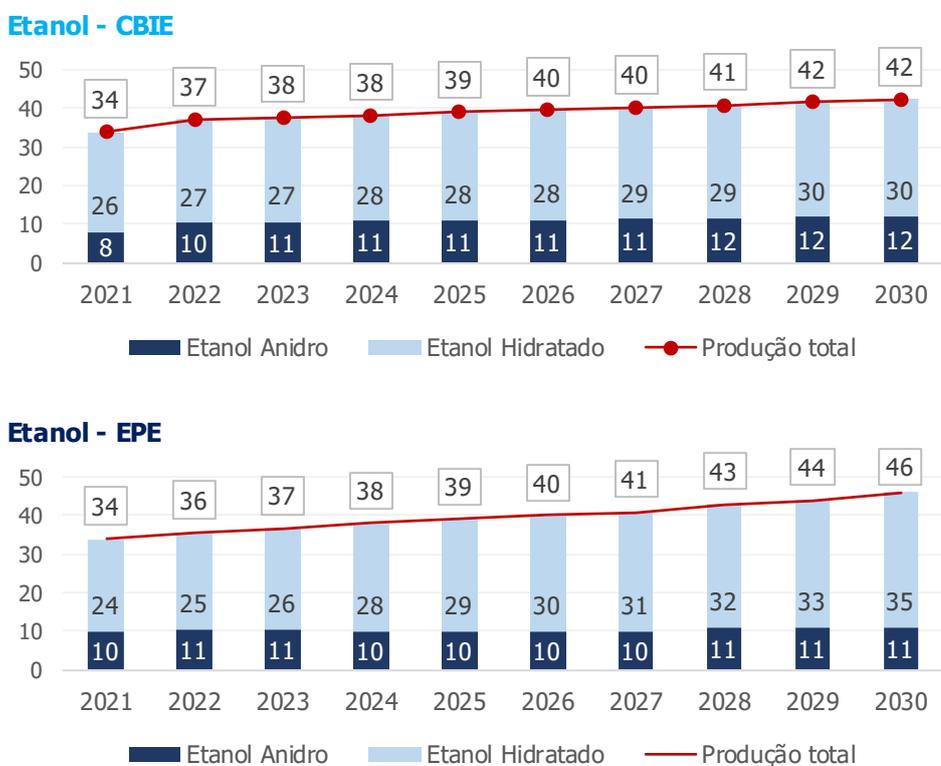


Conforme gráficos acima, estima-se no cenário base que o Brasil permanecerá importador líquido de gasolina, com 23% do consumo projetado em 2030 sendo atendido por importações vs. 7% no cenário da EPE.

Cenários de oferta e demanda de etanol

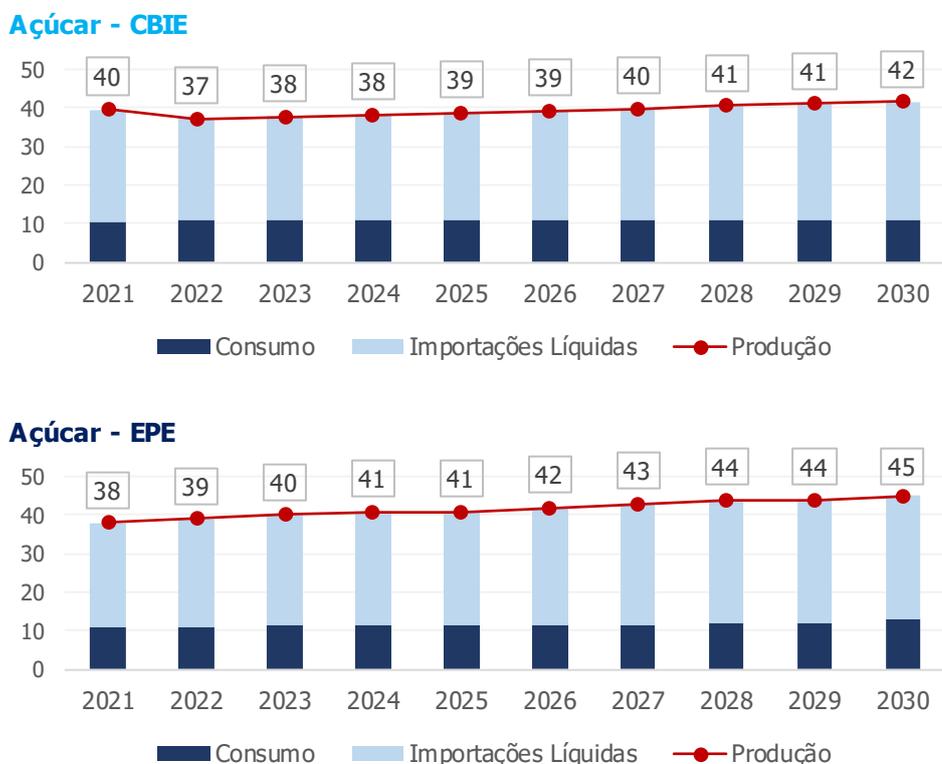
Nossa curva de oferta de etanol total está relativamente alinhada com a EPE até meados da década, porém projetamos uma produção menor no final da década. Nossas estimativas assumem mix de produção de etanol de 53,8%/57%/60% para 2020-21, 2021-22 e safras de 2022-23 em diante, respectivamente vs. 66,2% na safra 2019-20. Nosso preço de equilíbrio do ponto de vista de margem de EBITDA entre açúcar e etanol – que implicaria mix de produção 50%/50% - equivale a US\$16,8c/lb vs. nossa estimativa de longo prazo de US\$14,2c/lb.

Figura 12 – Oferta de etanol total 2021-30E – bilhões de litros



Com as reduções projetadas no volume de vendas de gasolina (-8,9%) e de etanol (-13,2%) estima-se redução no volume de vendas Ciclo Otto de 11,2% em 2020 alcançando 53,9 bilhões de litros vs. 60,7 bilhões reportados em 2019. A normalização do volume de vendas em relação ao reportado de 2019 está projetada para 2023.

Figura 13 – Oferta de açúcar 2021-30E – milhões de toneladas



Cenários de oferta e demanda de diesel

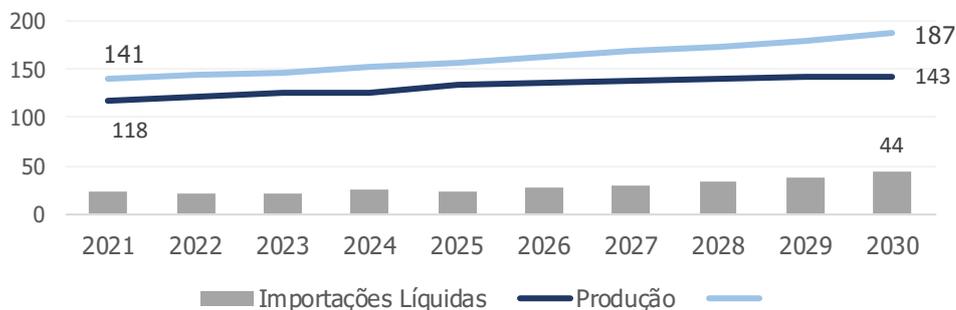
Com relação ao mercado de diesel estimamos uma redução de 0,9% no volume de vendas em 2020 atingindo 56,8 bilhões de litros vs. 57,3bn reportados em 2019. O setor foi menos impactado pela pandemia em função da necessidade do transporte de insumos / mercadorias.

Conforme gráficos abaixo, estima-se no cenário base que o Brasil permanecerá net importador de diesel, com 23,5% do consumo projetado em 2030 sendo atendido por importações em linha com as projeções da EPE de 21,7%. Vale destacar que o cenário utilizado da EPE foi o que considerou a entrada em operação da unidade 2 de refino da RNEST, bem como aprimoramento de capacidade de outras refinarias de maneira que a produção ao final do período alcança 147,9M m³/d vs. 133,9M m³/dia no cenário de referência.

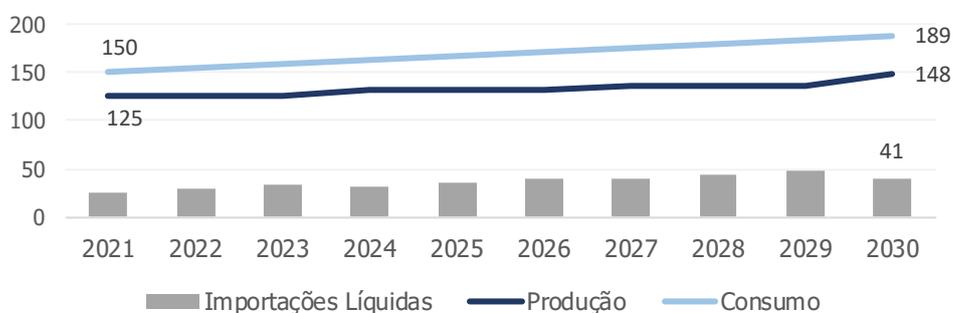
Somando-se as estimativas de vendas Ciclo Otto com diesel projeta-se que o ano de 2020 tenha terminado com vendas totais de 110,7 bilhões de litros vs. 118,0 bilhões no ano de 2019 (-6,2%).

Figura 14 – Oferta e demanda de diesel 2021-30E – '000 m³/dia

Diesel A - CBIE



Diesel A - EPE

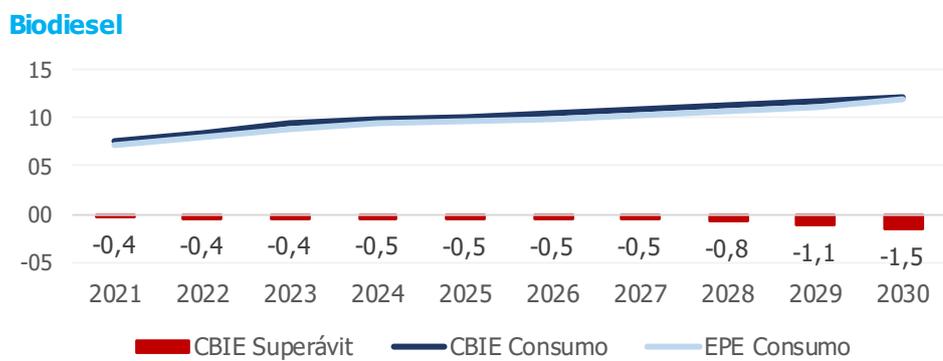


Cenários de oferta e demanda de biodiesel

No caso da projeção do mercado de biodiesel, a evolução da demanda responde ao aumento das misturas obrigatórias até o patamar de 15% em 2023. Dessa forma, com base na nossa curva de oferta e demanda de diesel, estima-se que a produção de biodiesel deverá alcançar 8,9 bilhões de litros em 2023 para atingir a mistura obrigatória de 15% a partir de 1 de Março vs. 5,9 bilhões de litros produzidos em 2019. A partir de 2024 em diante, o volume de produção acompanha o crescimento no volume projetado de diesel na razão anual de 3,7%.

Atualmente a capacidade bruta de produção de biodiesel do país é de 9,33 bilhões de litros e líquida 5,9 bilhões (fator de utilização de 63,2%) e projeta-se ramp up de nível de utilização até 84,6% e aumento no número plantas de 8 unidades já autorizadas (totalizando 59 usinas produtoras).

Figura 15 – Evolução do consumo de biodiesel 2021-30E – bilhões de litros



6. Papel do Gás Natural

O capítulo 7 do PDE traz as considerações do planejamento em relação ao gás natural com comentários sobre infraestrutura, demanda (segregando-se por tipo de consumidor), preços, oferta e balanço de oferta e demanda do gás natural considerando tanto a oferta local quanto importada.

Nossos comentários sobre expectativa de preços de gás natural, bem como detalhamento da oferta foram discutidos no capítulo 5 deste documento, portanto apresentamos a seguir nossas considerações em relação à demanda de gás natural, malha de gasodutos, competitividade da oferta nacional em relação à importada, bem como comentários sobre questões de balança comercial e receita governamental.

Demanda de Gás Natural

Em relação à demanda de gás natural, a EPE dividiu as análises entre as demandas não termelétricas (setores industrial, residencial, comercial e de transporte-GNV, além de refinaria, fábricas de fertilizantes-FAFENS) e termelétrica.

Para a demanda total de gás natural para a malha integrada, a EPE estima 93MM m³/dia em 2021 e 147MM m³/dia ao final do decênio, portanto um crescimento médio de 5,2% a.a. ao longo do período.

As estimativas de aumento de demanda não termelétrica passam de 54MM m³/dia em 2021 para 69MM m³/dia ao final do período equivalente a um aumento anual de 2,8%.

Do ponto de vista da demanda termelétrica, a demanda máxima passa de 39MM m³/dia para 79MM m³/dia, com particular aumento na segunda metade do decênio em razão da retirada de usinas por fim de contrato e considerando a expansão indicativa. Dessa forma, após alcançar um piso de 17MM m³/dia em 2025 projeta-se 79MM m³/dia em 2030 sinalizando um aumento médio de 36% a.a.

A seguir nossos comentários para cada classe de consumidor.

□ Demanda C&I – Comercial e Industrial (incluindo refinarias, FAFENS e cogeração):

A indústria responde por cerca de 50% do consumo total de energia no país. O documento Gás para Desenvolvimento do BNDES traz importantes considerações sobre o papel do gás natural na indústria. Segundo o documento, as indústrias química, cerâmica, de ferro-gusa e aço e papel e celulose destacam-se como as maiores consumidoras de gás natural respondendo por cerca de 66% do consumo industrial (2018). O estudo apontou uma demanda total estimada de 81,1MM m³/dia em 2030 vs. o volume realizado de 34,0MM m³/dia em 2018. Importante mencionar também que o documento destacou a importância de ancorar demanda de gás natural nos setores termelétricos e indústria para atrair os investimentos necessários de infraestrutura de disponibilização do gás natural, bem como a relevância de se prover uma demanda firme para o gás, dada sua características de gás associado ao petróleo portanto da construção de termelétricas inflexíveis ou de base para o SEB. Ancorar demanda para atração de investimentos é amplamente utilizado como no caso de construção de ferrovias, rodovias e em atividades cujas características sejam de indústria de rede, como a indústria do gás natural.

Adicionalmente, a possibilidade de maior oferta de termelétricas inflexíveis a gás natural implicaria custos sistêmicos menores e oferta de gás natural mais competitiva para a indústria, como discutido anteriormente, o que implicaria perspectivas mais positivas de consumo e de expansão do PIB industrial no país.

O cenário de referência de demanda industrial do PDE 2030 – incluindo refinarias, FAFENS, cogeração – está subestimado. São vários os motivos, em particular:

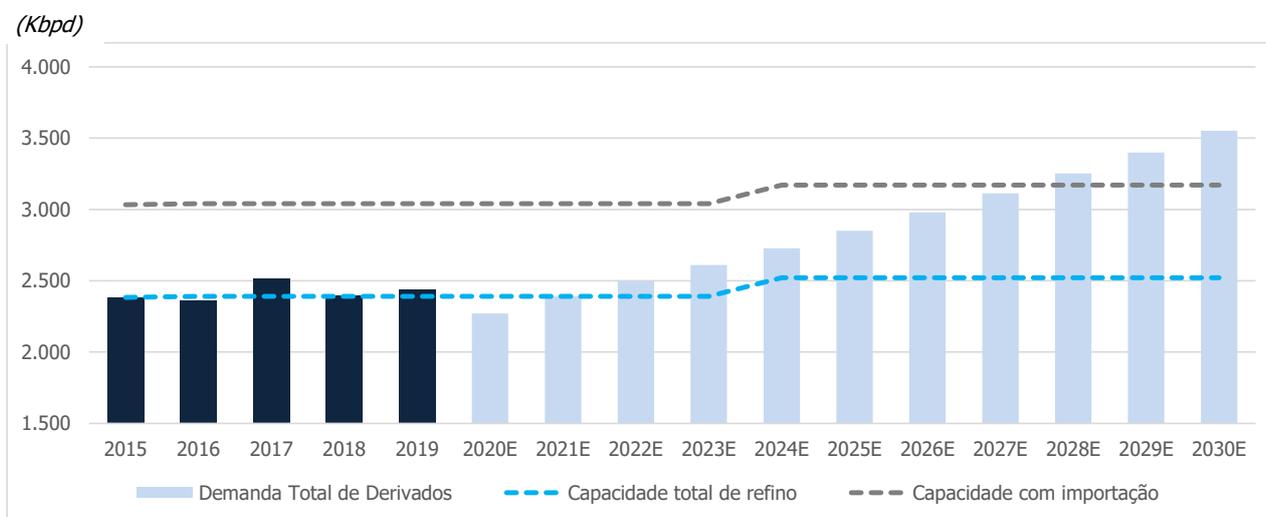
1) Refêrencias de preço de gás natural: os cenários de preço para indústria – como mencionado

anteriormente – não refletem adequadamente a competitividade da oferta nacional principalmente se levarmos em consideração o aumento na oferta onshore. Como o documento possui premissas de preços médios de gás natural inflados a consequência é uma trajetória de demanda industrial aquém da potencial;

2) Refinarias e FAFENs: o documento só contempla em cenário alternativo ao de referência o aumento na capacidade de refino para 2.500 kbpd vs. atuais 2.391 kbpd (com segundo trem de refino da RNEST entrando em 2024 e upgrades do primeiro trem e outras refinarias). Em nossa opinião, esse cenário de capacidade de processamento de refino deveria ser revisado. O Brasil historicamente é exportador líquido de óleo cru – o que no horizonte do PDE 2030 passa de 42% para 65% - e importador líquido de derivados (principalmente diesel). Ao não considerar expansão indicativa de capacidade de refino, o documento está exacerbando um cenário negativo de balança comercial, devido ao fato de que derivados são produtos de maior valor agregado do que óleo cru. Logo, o Brasil – assim como países emergentes do Sudeste Asiático, China, Índia e Oriente Médio – deveria estimular a construção de novas refinarias para processar mais petróleo e gás domesticamente e reduzir o volume de importação de combustíveis no longo prazo.

De acordo com nosso modelo, em nosso cenário de referência – com estimativas de PIB alinhadas com o PDE 2030 – nós projetamos um déficit de capacidade de processamento no Brasil de 381 kbpd ao final de 2030, com problemas de escassez de derivados a partir de 2028.

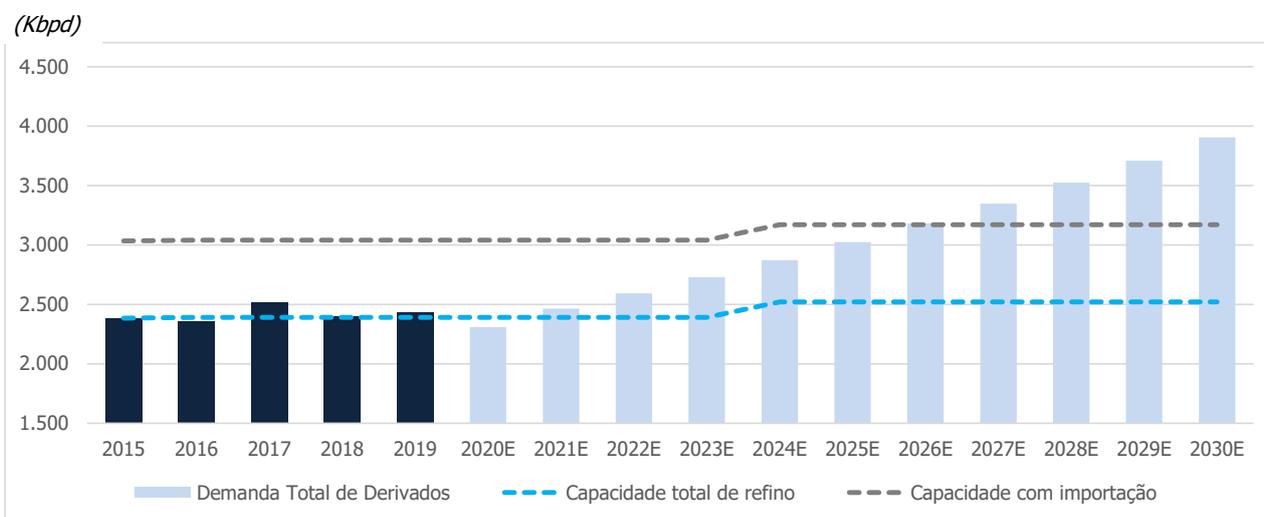
Figura 16 – Balanço de oferta e demanda de derivados 2020-30E – Cenário Base



Esse aumento indicativo de capacidade de refino – equivalente a 16% da capacidade atual – levaria a redução de impactos negativos na balança comercial e menor dependência externa para abastecimento do mercado doméstico de derivados.

Em cenário otimista, com crescimento de PIB normalizado em 3,5% a.a. a partir de 2022, as projeções de escassez de derivados já poderiam surgir em 2026, com déficit de capacidade de processamento no Brasil de 731 kbpd, ou 31% da capacidade atual.

Figura 17 – Balanço de oferta e demanda de derivados 2020-30E – Cenário Otimista



É inegável que devido aos efeitos da IMO 2020 e a qualidade do petróleo brasileiro, houve e continuará ocorrendo aumento na demanda de óleo cru para abastecimento do mercado global e em particular a China, o que fez com que o Brasil atingisse recordes de exportação. Porém é importante que se analise as consequências fiscais e de abastecimento do mercado doméstico, bem como a atratividade do mercado de refino nacional pós desinvestimento da Petrobras no planejamento.

Com relação às fábricas de fertilizantes, a expansão projetada de consumo de gás está em linhas gerais alinhada com as estimativas das plantas existentes, desde que se consiga uma oferta de gás natural a preços competitivos. Mas o documento carece de uma análise mais aprofundada em relação à dependência do Brasil de importações de fertilizantes, uréia, amônia que poderiam ser produzidos localmente trazendo portanto receitas para os estados e a união federal e reduzindo-se a dependência de importações. O Brasil é o país que mais consome fertilizantes no mundo do ponto de vista absoluto (embora em proporção da produção de alimentos seja o décimo terceiro, haja vista o alto grau de produtividade da lavoura nacional), portanto trazer mais competitividade para a produção nacional traria efeitos econômicos positivos, diretos e indiretos.

- 1) Necessidade das distribuidoras:** parabeniza-se a EPE pela atualização do Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte de 2020 (PIG 2020) que, ao ouvir as distribuidoras, acrescentou 4.380 km de projetos adicionais, aumentando portanto o potencial para 6.350km com investimentos estimados de R\$61,0bn. Porém consideramos que a demanda das distribuidoras incorporada no PIG não foi devidamente considerada no PDE 2030, que projeta somente 10MM m³/dia ao longo do decênio quando somente os gasodutos indicativos de Chimarrão e Presidente Kennedy – São Brás do Suaçuí já sinalizam demanda indicativa entre 10 e 12MM m³/dia para atendimento dos mercados da Compagas (PR), SCGás (SC), Sulgás (RS) e Gasmig (MG), respectivamente. Por exemplo, ao considerarmos a demanda potencial para o gasoduto Brasil Central de São Carlos (SP) até potencialmente Palmas (TO) – importante projeto de interligação de malha e também atendimento seccionado de demanda de uma série de estados no Brasil que hoje não possuem oferta de gás natural, indubitavelmente a demanda indicativa superaria as projeções atuais do PDE 2030. Logo uma visão mais concatenada entre o planejamento de gasodutos, com o cenário de

demanda das distribuidoras é fundamental. Cumpre-se destacar que considerações consistentes de demanda atrairão maior volume de interessados no processo de desinvestimento da Gaspetro, bem como aumento da penetração do gás canalizado nos domicílios nacionais.

□ **Demanda residencial:**

Com relação às residências / domicílios nacionais, ainda existe um espaço grande para substituição da lenha para cocção de alimentos. Esse comentário também vale para o segmento industrial. E consideramos que as projeções do PDE 2030 são muito tímidas quando consideram uma redução de 18% para 10% no segmento residencial, mas particularmente no industrial com redução de 14% em 2019 para 13% em 2030.

E para tal objetivo, tanto a distribuição de gás canalizado quanto o segmento de GLP são substitutos mais limpos e competitivos do ponto de vista do perfil de renda nacional.

Atualmente, o gás canalizado está presente em somente 2,0% dos lares brasileiros vs. 45,1% no caso do setor elétrico.

**Figura 18 – Comparação Setores Regulados – 2019
(ANEEL, Abegás, EPE, agências reguladoras estaduais)**

Comparação setores regulados - 2019		
Descrição	Distribuição de Energia	Distribuição de Gás Natural
# empresas	47	24
# consumidores - mil	84.889	3.671
Volume distribuído - GWh	482.083	257.627
CAGR 2016-2019	1,4%	1,5%
% tarifa - compra energia / molécula de gás	33%	46%
% tarifa - distribuição	19%	17%
Tarifa média - R\$/MWh	557,1	865,6
% residencial no volume total	45,1%	2,0%

Em relação ao grupo de maiores economias e países de mesmo porte territorial que o Brasil, o percentual médio de gás natural encanado nas residências é de 14,0% (7x superior ao Brasil), sendo o exemplo da Rússia o de maior participação com 68,6%.

Figura 19 – Distribuição de Gás Canalizado – Brasil x Mundo (Worldometer, countries' regulators)

País	Pop (mn)	% GN nas residências
Rússia	145,9	68,6%
Canadá	37,7	45,0%
Reino Unido	67,9	34,2%
Austrália	25,5	32,0%
Argentina	45,2	21,0%
Índia	1.380,0	17,1%
EUA	331,0	17,0%
União Européia	445,0	9,8%
Japão	126,5	9,0%
China	1.439,3	6,4%
Alemanha	83,8	6,3%
Brasil	212,6	2,0%
Total	4.256,6	14,0%
% Pop Global	54,6%	

As diferenças de temperatura entre países, por exemplo, em relação ao uso de calefação mais pronunciado em relação ao Brasil não justifica a menor penetração no mercado brasileiro. Os aparelhos de ar condicionado utilizam gás e uma das principais razões para a baixa penetração é a deficitária malha de distribuição no território nacional, hoje largamente concentrada nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro.

Não se espera que o Brasil alcance patamares da Argentina que, além de ter invernos mais rigorosos, possui 50% da matriz elétrica movida a gás natural. Todavia, um aumento do peso relativo do gás natural para próximo de 25% na matriz elétrica nacional - como projetava-se no PDE 2029 e mais alinhado com as médias globais – implicaria que o país poderia alcançar a média de 14% das principais economias mundiais até o final do decênio. Tal estimativa implicaria um aumento no número de consumidores com gás canalizado passando de 3,67 milhões ao final de 2019 para 25,70 milhões, portanto um aumento de 22 milhões de consumidores no período.

Portanto, uma visão holística para o papel que o gás natural ou GLP possam desenvolver para substituição do uso de lenha para consumidores residenciais e industriais deve pautar estudos, bem como a revisão do papel do gás natural na matriz energética brasileira.

□ **Demanda de transporte (GNV):**

O setor de transportes responde por 1/3 do consumo final de energia no Brasil. Com relação aos esforços de redução de emissão de GEE e de partículas, o Brasil é referência mundial dada sua liderança no setor de biocombustíveis. A política do país de mistura do etanol anidro na gasolina (E27) e de biodiesel no diesel (B12-15) está sendo analisada por países como China e Índia nos esforços de combate à poluição do ar.

Dada a relevância da produção de etanol brasileira e da frota de veículos flex, nós consideramos que o Brasil fará sua transição energética para maior eletromobilidade de maneira menos acelerada que demais países. Adicionalmente, do ponto de vista de renda, o preço de entrada dos veículos híbridos e elétricos no país ainda não são condizentes com a realidade do consumidor brasileiro ficando restritos até o momento às classes A e B.

De acordo com o Anuário da Anfavea, o Brasil possui 22.524 veículos elétricos em circulação vs. uma produção anual de veículos de 2,0 a 2,5 milhões. Segundo o programa Rota 2030, projeta-se uma frota de 2 milhões de veículos elétricos até 2030 com implicações de consumo de energia e de rede de postos de recarga consideráveis.

Em relação ao transporte pesado ou de carga, a tecnologia solar ainda não se mostrou com escala econômica, portanto com soluções elétricas concentradas em frotas de ônibus. Atualmente existem mais de 400 ônibus elétricos circulando na região metropolitana de São Paulo e experiências piloto em São José dos Campos (SP), Salvador (BA) e Brasília (DF).

Com as projeções de aumento na produção de gás natural, bem como o potencial de biogás / biometano, o Brasil possui espaço para implementar um significativo programa de substituição de frota de caminhões movidos a diesel por GNL para longas distâncias, além de estimular a substituição de motores a diesel em máquinas e veículos agrícolas com a utilização do biometano, fruto da purificação do biogás.

Já existem exemplos na região Sul do país de fazendas 100% sustentáveis que converteram suas frotas de máquinas e veículos via instalação de cilindros de GNC de biometano, bem como atendimento elétrico pela geração de energia via o biogás. Atualmente o governo brasileiro possui o programa Agricultura de Baixo Carbono (ABC) que busca desenvolver e expandir iniciativas sustentáveis no agronegócio nacional.

A expansão de malha de gasodutos levando gás natural para o interior do país permitiria não só atender os mercados-âncora (termelétrico e industrial), mas também possibilitar o desenvolvimento e a expansão dos mercados de GNV e GNC em todo o território nacional. Atualmente a frota de veículos movidos a GNV no Brasil – assim como os consumidores de gás canalizado – está largamente concentrada nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro.

E novamente não há competição entre GNV/ GNC ou GNL, bem como entre gasodutos ou transporte via rodovias. São complementares. Para grandes distâncias e grandes cargas, os gasodutos se configuram a opção mais econômica. Para pequenas distâncias e cargas leves e média, o transporte rodoviário é o mais adequado. Logo o esforço conjunto deste desenvolvimento intermodal proporcionaria reduções no custo logístico brasileiro.

Em relação à autonomia relativa de veículos pesados para médias e longas distâncias, um tanque de caminhão a diesel roda aproximadamente 800 a 950km vs. 1.500 a 1700km no caso de caminhão com tanque de GNL. O custo de adaptação do caminhão para GNL é de US\$10.000 por veículo e levaria a reduções significativas de emissões de gases de efeito estufa. Em relação ao biometano, a autonomia com um tanque é atualmente de 250 a 300km que, embora não competitivo para transporte de cargas em longas distâncias é bastante competitivo para frotas agrícolas de tratores e máquinas, cuja necessidade de deslocamento é menor. Além de contribuir para metas de descarbonização, a utilização do biometano também se justifica economicamente: é possível oferecer o biocombustível com preços entre R\$2,30 e R\$2,50 o litro vs. R\$3,685 o litro de diesel, logo 34,9% inferiores.

Dessa forma, nós acreditamos que essas considerações deveriam ser melhor exploradas na avaliação da demanda potencial de GNV no país em relação ao cenário de referência incorporado pelo PDE 2030.

Se considerarmos a evolução projetada do consumo de diesel e de gasolina da EPE, um possível programa de estímulo de conversão ainda que parcial de frota de caminhões para utilizar GNC, bem como substituição de gasolina para GNV poderia levar a aumentos significativos na demanda potencial automotiva de gás natural e contribuir com menor emissão de partículas na atmosfera e gases de efeito estufa.

Hipoteticamente, caso considerássemos uma conversão de 20% no aumento projetado para década de consumo de diesel e de gasolina de 39MM m³/dia e 7MM m³/dia, respectivamente haveria um aumento na demanda potencial do segmento automotivo de 9,2MM m³ dia até o final da década. Obviamente que tal análise não pode se abster de levar em consideração a competitividade relativa do etanol e outros biocombustíveis no esforço de redução de emissões do segmento de transporte nacional.

□ **Demanda termelétrica:**

A demanda termelétrica assumida pelo PDE 2030 deveria ser revista para melhor considerar o perfil da produção de gás nacional e também não exacerbar a dependência do país de importações, buscando-se portanto segurança e independência energética.

É importante que o planejamento considere a natureza cíclica de formação de preços de commodities, a despeito de gradual aumento de referências gas-gas e seus respectivos hubs, que gera um desacoplamento dos preços de GNL em relação ao petróleo. Não obstante, a máxima de oferta e demanda prevalece sempre. E situações de adversidades que, tudo mais constante, devem ser a exceção e não a regra podem trazer consequências de preços no curto prazo significativas, como o episódio recente de baixas temperaturas e aumento de demanda por gás na Ásia que levaram preços de GNL para a região alcançarem US\$20/MMBTU vs. cenários normais de US\$5-8/MMBTU.

Isso é de particular importância no Brasil, pois como o planejamento – desde o primeiro terminal de GNL construído em 2008 – concentrou o atendimento da flexibilidade via cargas importadas de GNL, uma situação de baixa hidrologia e maior necessidade de importação pode coincidir com cenários de retração de oferta de GNL e, conseqüentemente aumento do custo sistêmico do SEB onerando a conta de luz dos brasileiros.

Exemplo do comportamento cíclico de preços de GNL, o boletim do MME #164 da Indústria de Gás Natural com dados de Outubro de 2020 já mostrou recuperação de preços GNL utilizados no Japão de piso de US\$2,20/MMBTU em Maio de 2020 para US\$6,00/MMBTU em Outubro, preços do gás russo vendido na Europa de piso de US\$1,58/MMBTU em Maio para US\$4,89/MMBTU em Outubro e movimento equivalente para os preços NBP (National Balancing Point) europeu e Henry Hub de US\$1,60 para US\$2,17/MMBTU. Esses preços ainda não refletem a dinâmica de novo ciclo de commodities que se iniciou com o processo de recuperação econômica pós-pandemia, cuja velocidade se pautará no processo de imunização global via vacinação.

Nossas projeções de preços para 2021, como discutidas anteriormente, já sinalizam petróleo US\$60+ para 2021 em diante e preços de gás natural (Henry Hub) voltando a US\$3,0-3,3/MMBTU, que em nossa opinião refletem cenário normalizado de preços.

No que tange à importação da Bolívia, cumpre-se destacar que devido ao baixo volume de investimentos em nova oferta de gás, a reserva boliviana de gás não associado possui atualmente 8,92 anos de vida útil, portanto havendo a necessidade de se reavaliar essa oferta no médio e longo prazo também considerando um redirecionamento estratégico do país pós eleição do gás para o lítio do ponto de vista de ancoragem de crescimento econômico.

A Argentina sim pode cumprir um papel mais pronunciado de abastecimento do mercado doméstico brasileiro via exportação do gás natural de Vaca Muerta, o que de certa maneira está sendo contemplado no planejamento, pelo menos do ponto de vista de infraestrutura com projetos de gasodutos para atender inicialmente a demanda da região sul do Brasil (PIG 2020).

Voltando às considerações sobre perfil de produção, há de se considerar a natureza associada do gás natural produzido no Brasil tanto na produção offshore (84,4% da total) quanto na produção em terra (15,6% da

produção total). Aproximadamente 86% da produção offshore e 50% da produção onshore é oriunda de gás associado ao petróleo. Portanto, o planejamento não pode se abster de levar em consideração esse perfil ao projetar a quantidade de termelétricas a gás natural de natureza inflexível na matriz brasileira.

Não achamos compreensível / justificável que a EPE tenha excluído da expansão indicativa termelétricas inflexíveis. Tanto do ponto de vista de matriz elétrica – uma vez que manteve-se a expectativa de retirada de 15.512 MW de térmicas sem a devida análise de impacto regulatório - quanto do ponto de vista de matriz energética – dada as projeções do aumento de oferta de gás natural até o final do decênio.

O planejamento precisa considerar a natureza de reservatório equivalente de termelétricas – independentemente de sua fonte – e seu papel de prover segurança energética e inércia ao sistema e, principalmente, preservar volumes nos reservatórios para tornar o sistema menos dependente de variáveis exógenas, como volume de chuvas.

Sem essa revisão de premissa-chave, nós corremos o risco de continuarmos tendo uma das tarifas de eletricidade mais altas do mundo, pois os efeitos decorrentes do aumento de temperatura trarão consequências positivas para consumo e negativas para custo sistêmico devido a intempéries como descargas elétricas, tempestades, ventos de grandes velocidades, secas mais severas que se intensificam com o aquecimento global.

Analisando a projeção de consumo de gás natural para termelétricas do PDE 2030, dada a previsão indicativa de oferta flexível com limite de 50% de inflexibilidade, nós consideramos a expansão tímida e incoerente com o perfil de produção de gás natural do país. Adicionalmente, não está alinhada com as diretrizes do MME conforme portarias 435 e 436 que eliminou limites de inflexibilidade para os leilões de substituição de térmicas agendados para 2021.

Abaixo apresentamos a demanda potencial de gás natural, caso o planejamento levasse em considerações todos os pontos anteriormente elencados:

Figura 20 – Demanda Potencial de Gás Natural – 2021-2030E (CBIE)

Demanda potencial por segmento (MM m3/dia)	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
Industrial	36,0	38,5	41,1	43,6	46,2	48,7	51,2	53,8	56,3	58,9
Automotivo (GNV/GNC)	5,0	5,2	5,3	5,5	5,6	5,8	6,0	6,1	6,3	6,5
Residencial	1,5	1,7	2,2	3,0	4,5	5,5	6,5	7,9	9,4	11,3
Comercial	0,9	1,3	1,9	2,4	3,0	3,7	4,6	5,8	7,2	9,1
Termelétrica	31,7	34,9	36,6	36,6	38,4	43,5	49,0	54,3	59,4	71,4
Co-geração	2,7	2,7	2,8	2,8	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2
Outros	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
Total	78,7	85,2	90,7	94,8	101,5	111,0	121,3	131,9	142,8	161,3
Demanda não termelétrica	47,0	50,3	54,1	58,2	63,1	67,5	72,3	77,6	83,4	89,9
%	60%	59%	60%	61%	62%	61%	60%	59%	58%	56%
Demanda termelétrica	31,7	34,9	36,6	36,6	38,4	43,5	49,0	54,3	59,4	71,4
%	40%	41%	40%	39%	38%	39%	40%	41%	42%	44%

Malha de Gasodutos

Com relação às descobertas de petróleo e gás natural no Pré-Sal e na bacia sedimentar Sergipe-Alagoas (SEAL), a EPE concluiu em nota técnica² que a alternativa de escoamento via gasodutos é a que possui maior economicidade para recursos entre 150 km e 450 km da costa e com volumes de produção a partir de 12 MMm³/dia, o que corrobora com os objetivos traçados no Novo Mercado de Gás e diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE (Resolução #16) e com o papel que o gás natural pode assumir, como mencionado no PNE 2050, em prover confiabilidade ao setor elétrico à medida que o percentual de fontes renováveis intermitentes (não despacháveis) cresça e portanto os efeitos da intermitência e da sazonalidade no sistema. Como o documento recomenda, é necessário alinhar o desenho de mercado.

2 Empresa de Pesquisa Energética (EPE), "Nota Técnica EPE/DPG/SPG/05/2020", 22 de Setembro de 2020.

Esse desenho de mercado, em nossa opinião, deve levar em consideração o perfil de produção do gás das bacias offshore brasileiras que são majoritariamente associado ao petróleo. Dessa forma, é importante que se sinalize uma demanda firme para que esse gás possa ser disponibilizado ao mercado, uma vez que, para que não se comprometa a produção de petróleo no campo, a produção e disponibilização do gás associado deve ser feita de maneira não interruptível. Logo, o planejamento precisa considerar essa característica do gás natural brasileiro – que também ocorre em países como Noruega, Argélia e Nigéria (os dois primeiros representando atualmente 30% das importações de gás natural para abastecimento da União Europeia) – ao projetar as estratégias de monetização destes recursos que, diferentemente dos recursos *onshore*, em grande parte não associados ao petróleo (Bolívia, Rússia, Qatar, Austrália e em grande parte da Argentina) e importação via GNL, devem prever percentual de inflexibilidade maiores do que os atuais limites praticados na regulação de até 50%.

É importante que o processo de definição de estratégias não trate investimentos de infraestrutura básica como possíveis trancamentos tecnológicos. Por exemplo, como mencionado anteriormente, grandes produtores de gás natural (EUA, Rússia, Qatar, entre outros) vem desenvolvendo malhas de gasodutos para abastecer mercados.

Exemplo, o primeiro gasoduto interligando a Rússia com a China que foi inaugurado em 2 de dezembro de 2019. Total de 3.000 KM de extensão e capacidade de 104,1MM m³/dia e 56 polegadas (três vezes a capacidade do Gasbol). Abaixo apresentamos uma lista não exaustiva de gasodutos em fase de desenvolvimento que totalizam mais de 14.000 km de extensão e mais de 212,6 bcm de capacidade (58,2MM m³/dia).

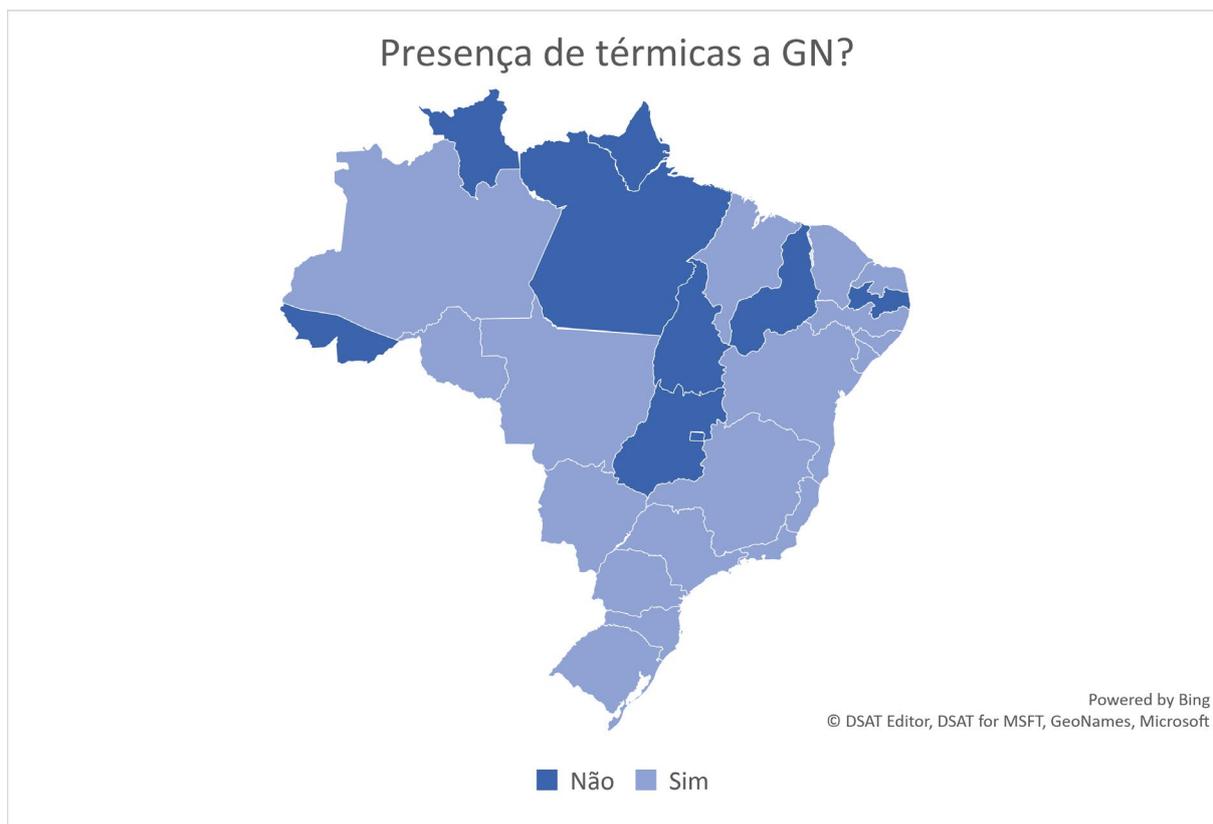
Figura 21 – Gasodutos em Desenvolvimento – 2021

Gasoduto	Países	Trajeto	CAPEX	Extensão	Capacidade anual estimada
Nord Stream 2	Rússia, Alemanha	Ust-Luga-Greifswald (via Oceano Báltico)	US\$ 10,9 bilhões	1.230 km	55 bcm
Power of Siberia-2 (Altai)	Rússia, China	Rússia-Mongólia-China	N/A	4.140 km	50 bcm
Trans-Korea	Rússia, Coreia do Sul	Rússia-Coreia do Sul	N/A	N/A	N/A
ELPS-2	Nigéria	Escravos-Lagos	N/A	342 km	11,2 bcm
OB3	Nigéria	Obiafu-Obrikom-Oben	US\$ 0,7 bilhões	127 km	20,4 bcm
AKK	Nigéria	Ajaokuta-Kaduna-Kano	US\$ 2,6 bilhões	614 km	N/A
Trans-Sahara	Nigéria, Argélia	Nigéria-Argélia-Espanha (via Niger)	US\$ 10 bilhões	4.401 km	30 bcm
Barauni-Guwahati	Índia	Barauni-Guwahati	US\$ 0,9 bilhões (6000 crore)	721 km	N/A
TAPI	Turquemenistão, Afeganistão, Paquistão, Índia	Turquemenistão-Afeganistão-Paquistão-Índia	US\$ 10 bilhões	1814 km	33 bcm
EGP (extensão)	Austrália	Sidney-Hunter Valley	US\$ 0,4 bilhões	185 km	N/A
Baltic Pipe Project	Noruega, Polónia	Noruega-Polónia (via Dinamarca)	US\$ 1,88 bilhões	900 km	13 bcm
Total			\$37,4	14.474	212,6

Uma vez no continente, o processo de planejamento precisa adotar uma visão estratégica para o gás natural de maneira que sua monetização possa gerar riqueza para todos os estados da federação, conforme os objetivos de desenvolvimento nacional e redução de desigualdades regionais previstos na Constituição Federal de 1988.

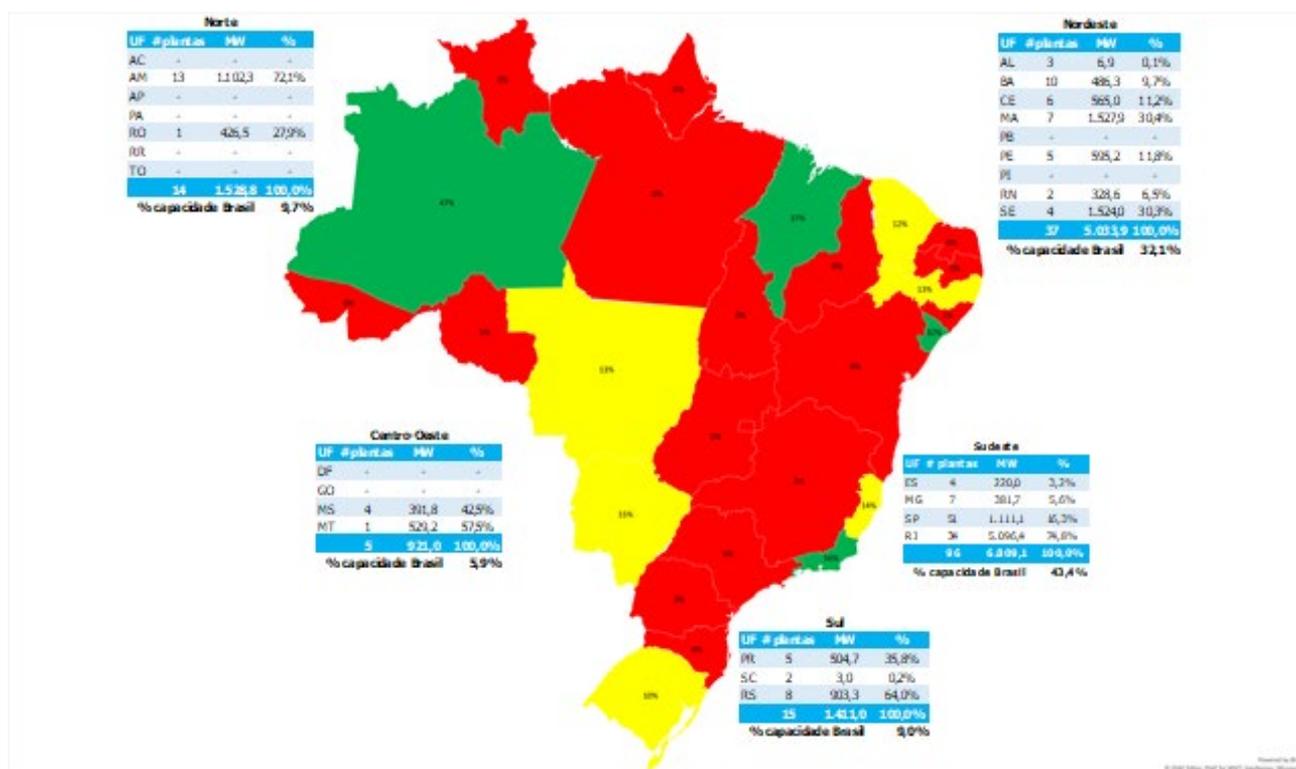
Atualmente 8 estados, além do Distrito Federal não possuem térmicas a gás natural em seus territórios, sendo os estados de Roraima (RR) e Pará (PA) passando a contar com essa fonte a partir da entrada em operação das usinas de Jaguatirica II (140,8 MW) em 2022 e Barcarena (604,3 MW) em 2025.

Figura 22 – Presença de Térmicas a GN – Estados da Federação – 2020 (ANEEL)



Do ponto de vista da relevância da participação de usinas a gás natural, somente 4 estados possuem entre 32% a 47% da matriz elétrica por térmicas a GN: Amazonas, Maranhão, Rio de Janeiro e Sergipe. Seis estados possuem capacidade alinhada com a média nacional de 9% (Ceará, Espírito Santo, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Pernambuco e Rio Grande do Sul) e os demais 16 e o distrito federal sem exposição ou com exposição abaixo da média nacional.

Figura 23 – Representatividade de Térmicas a GN – Estados – 2020 (ANEEL)



É importante destacar que toda a área vermelha engloba em larga medida as áreas de grande relevância na produção agrícola do país e praticamente todo o bioma cerrado, cujo desenvolvimento da agricultura altamente mecanizada e com alto grau de uso de irrigação por pivôs centrais ocorreu de forma intensificada desde o início da década de 90 e tem impactado significativamente no consumo de energia elétrica destes estados, em particular Goiás, a região de MATOPIBA (incluindo o extremo oeste baiano) e boa parte também da produção de cana de açúcar do país.

Olhando para o mapa da indústria eletro-intensiva no país, nota-se que existe sobreposição do mapa, o que denota que a existência de oferta de gás natural para esses pólos industriais com preços competitivos traria um cenário altamente promissor para aceleração do crescimento do PIB industrial brasileiro.

Figura 24 – Mapa da Indústria Eletrointensiva no Brasil – Estados da Federação



Cumpra-se destacar ainda que atualmente 82% da capacidade termelétrica a GN encontra-se em 13 estados do litoral brasileiro (12.872,4 MW), o que reforça a importância de levar o gás para o restante do território para reduzir desigualdades regionais, bem como aumentar a robustez e a confiabilidade do setor elétrico brasileiro em todos os estados da federação. Evitando situações como apagões em razão de falta de potência ou capacidade de back-up para salvaguardar o sistema em situações de incidentes de rede.

Figura 25 – Térmicas a GN em operação e em desenvolvimento – 2020 (ANEEL, EPE)

Brasil	Capacidade em Operação			Capacidade em Construção			Capacidade Total		
	Fonte	# plantas	MW	%	# plantas	MW	%	# plantas	MW
Hidrelétrica (LHE, CGH, PCH)	1.385	109.279,0	62,4%	132	2.051,3	5,5%	1.517	111.330,3	52,3%
Solar	3.907	3.121,9	1,8%	365	14.340,7	38,1%	4.272	17.462,6	8,2%
Eólica	665	16.592,9	9,5%	348	12.173,3	32,4%	1.013	28.766,1	13,5%
Biomassa	576	15.409,3	8,8%	45	2.073,3	5,5%	621	17.482,7	8,2%
Nuclear	2	1.990,0	1,1%	1	1.350,0	3,6%	3	3.340,0	1,6%
Renováveis	6.535	146.393	83,6%	891	31.989	85,0%	7.426	178.382	83,8%
Térmicas - Fóssil	2.490,0	28.759,6	16,4%	58	5.640,6	15,0%	2.548,0	34.400,2	16,2%
- Óleo Diesel	2.199	4.393,1	2,5%	46	552,0	1,5%	2.245	4.945,1	2,3%
- Óleo Combustível	74	3.589,3	2,0%	0	0,0	0,0%	74	3.589,3	1,7%
- Carvão	22	3.582,8	2,0%	0	0,0	0,0%	22	3.582,8	1,7%
- Outros Energ. Petróleo	24	1.324,6	0,8%	1	30,0	0,1%	25	1.354,6	0,6%
- Outros Fósseis	4	166,0	0,1%	0	0,0	0,0%	4	166,0	0,1%
- Gás Natural	167	15.703,8	9,0%	11	5.058,6	13,4%	178	20.762,4	9,8%
Não renováveis	2.490	28.760	16,4%	58	5.641	15,0%	2.548	34.400	16,2%
Total	9.025	175.153	100,0%	949	37.629	100,0%	9.974	212.782	100,0%

Logo o planejamento da malha de gasodutos não pode se abster dessas considerações e, alinhado com o diagnóstico presente no documento Gás Para Desenvolvimento do BNDES buscar ancorar a demanda de gás natural nos setores elétrico e industrial para atrair os investimentos de infraestrutura necessários de escoamento, processamento, transporte e distribuição até o consumidor final.

Esse processo de ancoragem de demanda não se trata de subsídios ou reserva de mercado, mas tão somente – como a própria EPE ressalva nos seus documentos – a possibilidade de incluir na expansão indicativa a oferta de térmicas a gás natural inflexíveis para atender as especificidades da produção do gás natural no mar e em particular no Pré-Sal. Por mais que a expansão do PDE seja indicativa, os investidores – em particular os internacionais – levam em consideração essas projeções como a visão do governo para o setor energético nacional. Dessa forma, se a sinalização é de que não há interesse em expandir a oferta de termelétricas a gás natural na matriz nacional a despeito do aumento da produção projetada, a mensagem que o investidor recebe é de que não há interesse em monetizar o gás natural associado nacional para abastecimento do mercado doméstico, portanto de certa maneira desincentivando a atração de investimentos em infraestrutura para disponibilizar esse recurso para o mercado brasileiro.

A versão de 2020 do PIG foi bastante feliz em considerar a demanda das distribuidoras e mapear os projetos que podem ser desenvolvidos na próxima década para aumentar a capilaridade da malha de gasoduto brasileira. Não só as opções estudadas melhoram o grau de interconexão da malha integrada, quanto trazem importantes válvulas de monetização do gás natural para atender a demanda de distribuidoras e termelétrica no território brasileiro.

Abaixo apresentamos a totalidade dos projetos analisados pela EPE nos PIGs 2019 e 2020.

Figura 26 – Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG) – 2019 e 2020 (EPE)

Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte - 2020 (I)								
# Gasoduto (trajeto)	Capacidade (Mn m3/dia)	Distância (KM)	Polegadas (pol)	Capex estimado (R\$mn)	Capex / km (R\$mn)	Capex / km (US\$mn)	Capex / pol.km (US\$)	
A Chimarrão - Penápolis (SP) - Canoas (RS)	8,0	1.168,0	20,0	11.858,0	10,2	2,0	97,7	
B Chimarrão - Bilac (SP) - Santa Maria (RS)	8,0	1.237,0	20,0	12.390,0	10,0	1,9	96,4	
C Presidente Kennedy (ES) - São Brás do Suaçuí (MG)	12,0	332,0	20,0	3.880,0	11,7	2,2	112,5	
D Santo Antônio dos Lopes (MA) - Caucaia (CE)*	8,0	684,0	20,0	6.159,0	9,0	1,7	86,6	
E Santo Antônio dos Lopes (MA) - São Luís (MA)	7,0	282,0	20,0	3.840,0	13,6	2,6	131,0	
F Santo Antônio dos Lopes (MA) - Barcarena (PA)*	8,0	677,0	20,0	5.851,0	8,6	1,7	83,2	
Total	51,0	4.380,0	20,0	43.978,0	10,0	1,9	96,6	

* Bidirecional

Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte - 2019 (II)								
# Gasoduto (trajeto)	Capacidade (Mn m3/dia)	Distância (KM)	Polegadas (pol)	Capex estimado (R\$mn)	Capex / km (R\$mn)	Capex / km (US\$mn)	Capex / pol.km (US\$)	
A São Carlos (SP) - Brasília (DF)	7,4	893,0	19,0	7.138,6	8,0	2,1	109,0	
B Siderópolis (SC) - Porto Alegre (RS)	3,5	249,0	16,0	1.819,3	7,3	1,9	118,3	
C Uruguaiana (RS) - Triunfo (RS)	15,0	594,0	24,0	4.634,3	7,8	2,0	84,2	
D Porto Sergipe - Catu Pilar (SE)	10,0	23,3	18,0	275,7	11,8	3,1	170,3	
E Porto Central - GASCAV (ES)	14,0	15,0	20,0	288,2	19,2	5,0	248,9	
F Porto do Açu (RJ) - GASCAV (ES)	10,0	45,5	18,0	355,4	7,8	2,0	112,4	
G Porto de Itaguaí - GASCAR (RJ)	15,0	35,5	24,0	541,8	15,3	4,0	164,8	
H Cubatão - GASAN (SP)	15,0	19,7	20,0	538,3	27,3	7,1	354,0	
I Terminal Gás Sul (SC) - GASBQL	15,0	31,0	20,0	314,3	10,1	2,6	131,4	
J Terminal Imbituba (SC) - GASBQL	14,0	45,0	20,0	950,7	21,1	5,5	273,7	
K Mina Guaba - Triunfo (RS)	6,0	18,0	16,0	199,9	11,1	2,9	179,9	
Total	124,9	1.969,0	20,2	17.056,5	8,7	2,2	110,9	

Além dos projetos elencados pela EPE, nós consideramos trajetos adicionais que melhorariam ainda mais a capilaridade da rede nacional, quais sejam:

Figura 27 – Projetos Adicionais ao FIG 2020 (CBIE)

Gasoduto (trajeto)	Capacidade (Mn m ³ / dia)	Distância (KM)	Polegadas (pol)	Capex estimado (R\$ mn)	Comentários
São Carlos (SP) - Palmas (TO)	8,0	1.700	20,0	11.500	Possibilidade de extensão do gasoduto Brasil Central até Palmas (TO) se justifica pelo aumento da produção agrícola da região do MATOPIBA (intensiva de energia por uso de pivôs centrais de irrigação). Atendimento às demandas de Goiás e Piauí
Urucu (AM) - Humaitá (AM)	2,4	500	14,0	4.500	Projeto discutido desde meados de 90 que possibilitaria escoamento do gás do Polo de Urucu até a capital de Rondônia (além de Manaus). Atendimento de térmicas a GN em Rondônia (conversão de óleo diesel / combustível para gás)
Humaitá (AM) - Porto Velho (RO)	2,4	120	20,0	1.150	
Ampliação Sergipe - Fortaleza	8,0	850	20,0	5.200	Possibilidade de escoamento da bacia SEAL, além de LNG (Barra de Coqueiros)
	20,7	3.170	19,1	22.350	

Sobre o planejamento do PDE 2030, embora entendamos a premissa da EPE de que os projetos de térmicas a gás natural em terminais de GNL sejam tratados como malha isolada, nós achamos importante que o planejamento da malha incorpore o aspecto locacional / regional. Esse aspecto aumentaria consideravelmente a qualidade do planejamento em particular considerando a gradual descentralização da rede via expansão da geração distribuída.

7. Considerações Finais

Em linhas gerais, o PDE 2030 apresenta espaço significativo para avanços e aprimoramentos. Em primeiro lugar, existe uma clara falta de sintonia entre o documento e as recentes decisões do Ministério de Minas e Energia (portarias 435 e 436), as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) de promoção de maior inserção do gás natural na matriz energética brasileira, as conclusões do documento Gás Para Desenvolvimento do BNDES, as perspectivas do REATE para a produção em terra de óleo e gás e o perfil de produção atual e futuro do gás natural brasileiro e a economicidade das alternativas de monetização.

Em segundo lugar, ao não considerar adequadamente os breakevens de gás natural nas premissas de CVU discutidas no documento, tampouco a diferenciação de breakeven / CVU entre produção de gás natural em terra e em mar, o documento acaba por trazer considerações equivocadas sobre os impactos de uma maior adoção de termelétricas movidas a gás natural – flexíveis ou inflexíveis – na matriz elétrica nacional.

Em terceiro lugar, a excessiva concentração da expansão indicativa em fontes intermitentes, a despeito do alto grau renovável da matriz elétrica brasileira e a consistente perda de reserva girante ao longo dos últimos 15 anos, não somente corrobora com cenário de tarifas de eletricidade mais altas (mal dimensionamento dos custos sistêmicos levando, por exemplo, a despacho fora da ordem de mérito além do cenário de referência), como não garante a confiabilidade do setor elétrico brasileiro, particularmente com o gradual aumento da descentralização da oferta de geração.

Em quarto lugar, a ênfase do relatório no provimento de confiabilidade elétrica através de redundância de rede de transmissão e do papel de hidrelétricas não poderia se abster de estudos atualizados sobre a revisão da garantia física de usinas existentes, os efeitos das mudanças climáticas na hidrologia das principais bacias hidrográficas brasileiras e o efeito do uso múltiplo da água para seu aproveitamento econômico (em especial considerando-se o efeito da expansão agrícola para o bioma Cerrado que requer altos índices de irrigação por pivôs centrais, bem como a expectativa de expansão de investimentos em saneamento que requerem captação de água).

Em quinto lugar, a inexpressiva expansão de oferta por fonte biomassa, em particular o biogás, não está alinhada com o potencial brasileiro de produção de biogás/biometano, bem como desconsidera o papel complementar que tal fonte poderia exercer para garantir a confiabilidade da expansão da geração distribuída com fonte despachável em contrapartida ao planejamento que mantém, focando somente no atributo preço, a concentração na fonte solar fotovoltaica para mais de 90% da oferta descentralizada no Brasil.

Em sexto lugar, a manutenção do cenário de retirada de 15.512 MW de capacidade térmica sem uma análise de impacto regulatório para a operação do sistema elétrico brasileiro, além de acentuar a dependência de variáveis exógenas (hidrologia, velocidade dos ventos e irradiação solar) para o suprimento de energia reduz a reserva girante do sistema e portanto a capacidade de backup e de potência que, no caso de incidentes por adversidades climáticas (cada vez mais frequentes e mais intensas) pode levar a desligamentos de rede mais longos e maior tempo para reestabelecimento do suprimento energético, como ocorrido recentemente no caso do Amapá.

Em sétimo lugar, a concentração da análise de matrizes energéticas em países desenvolvidos, cujo grau de maturidade de consumo de eletricidade, capilaridade de rede de gasodutos, perspectivas demográficas e econômicas e, principalmente, pelo peso relativo de fontes fósseis em relação ao Brasil em detrimento à análise de economias emergentes, particularmente na Ásia / Sudeste Asiático, Oriente Médio e África

pode levar a configurações de matrizes incoerentes com a realidade nacional. Um dos exemplos é que para os países da Ásia, Oriente Médio e África – que concentram 77% da população global e concentrarão o crescimento demográfico no médio e longo prazo – o papel do gás natural e a expansão de malha de gasodutos e construção de novos terminais de GNL para atender demanda de economias que crescem e ainda não concluíram a mudança de perfil social de suas populações está longe de estar exaurido. Pelo contrário, o gás natural tem sido escolhido como a fonte de energia de transição e não se projeta – diferentemente dos países desenvolvidos (OCDE) - queda de consumo de gás natural ou de combustíveis até o final de 2040. É preciso olhar mais para esses países asiáticos e menos para a Europa e os Estados Unidos.

Finalmente, quanto mais distante das vocações locais / regionais um processo de planejamento se torna, maior é o incentivo da descentralização do processo de planejamento de maneira que os próprios estados passem a optar por planejar sua matriz, a despeito da expansão indicativa do governo federal.

A própria descentralização da oferta de energia já aumenta a importância da governança para a gestão do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), pois a perda do “condomínio” (SIN) acarreta maior dificuldade de operação do sistema nacional. O exemplo da exaustão da capacidade de transmissão de Minas Gerais para expansão da geração distribuída remota é um retrato triste dessa realidade.

Visão holística como se defende no setor atualmente não pode ser circunscrita a eletromobilidade. A sustentabilidade e digitalização em prol de matrizes mais eficientes e limpas não pode prescindir de considerar a vocação brasileira para produção de biomassa, para produção de gás e de biogás e todas as externalidades positivas para lavoura, pecuária, transportes, geração centralizada e distribuída, mercado de biocombustíveis e volume de emissões.

Como conclusão, recomenda-se que o planejamento energético (não elétrico) enseje o mesmo grau de importância dado ao E de ambiental (da sigla ESG – Environmental, Social and Governance) ao S de Social e ao G de Governança. Sem preocupação adequada com o Social, nós corremos o risco da última década de manutenção do status de uma das matrizes mais limpas do mundo, mas com conta de luz mais caras do mundo. E sem a governança adequada – em particular considerando a descentralização – corremos o risco de projetar uma matriz que não enaltece as vocações naturais do país, tampouco suas vicissitudes locais e regionais.

8. Bibliografia

- *Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia 2030*
- *Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – website institucional*
- *Operador Nacional do Sistema (ONS) – website institucional*
- *PL #314/2017*
- *Resolução ANEEL #482/12*
- *FOCUS – RELATÓRIO DE MERCADO – 08/01/2021, Banco Central do Brasil, publicado em 11/01/2021*
- *"Pakistan's new pipeline with Russia to increase LNG import capacity", World Oil, January 2021*
- *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), "Gás para o desenvolvimento", 2020*
- *Empresa de Pesquisa Energética (EPE), "Nota Técnica EPE/DPG/SPG/05/2020", 22 de Setembro de 2020*
- *Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (ANFAVEA). "Anuário da Indústria Automobilística Brasileira 2020", Janeiro 2020*
- *Lei Federal #9.433/97*
- *Empresa de Pesquisa Energética (EPE), "Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2020 (PIG 2020)", Novembro 2020*
- *Empresa de Pesquisa Energética (EPE), "Nota Técnica EPE/DPG/SPG/06/2020", Outubro 2020*
- *Ministério de Minas e Energia (MME) – publicações (website)*
 - *Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SPG)*
 - *Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE)*
- *Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA) - website*
- *Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB) - website*
- *CIBIOGÁS, EMBRAPA. "Metodologia para estimar o potencial de biogás e biometano a partir de plantéis suínos e bovinos no Brasil"*
- *Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia (SEI), Secretaria de Planejamento Governo do Estado da Bahia. "Textos Para Discussão nº 13 – Cidades do Agronegócio no Oeste Baiano", Salvador, Outubro 2017.*
- *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) – website institucional*
- *Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº 164 – Outubro de 2020*
- *International Energy Agency (IEA) – website institucional*