



Consulta Pública #95 de 13/07/2020 Plano Nacional de Energia 2050 – PNE 2050

Copyright© CBIE Advisory 2020,
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

O CBIE Advisory gostaria de contribuir para o debate acerca do Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050) no âmbito da Consulta Pública e parabenizar de antemão ao Ministério de Minas e Energia (MME) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) pela qualidade técnica do documento, bem como sua abordagem moderna e atualizada com as principais discussões globais sobre matrizes energéticas e a transição energética para economias cada vez mais eletrificadas, descarbonizadas, descentralizadas e digitalizadas. A contribuição buscou seguir a organização do PNE 2050 e foi organizada nos seguintes capítulos:

- 1. Considerações Iniciais**
- 2. Produção e Uso de Energia**
- 3. Questões Transversais**
- 4. Fontes e Tecnologias**
- 5. Infraestrutura de Transporte de Energia**
- 6. Segmentos de Consumo**

Índice

1. Considerações Iniciais	6
2. Produção e Uso de Energia	12
2.1 Consumo Potencial de Energia Elétrica	12
2.2 Preços e Produção de Petróleo e Gás Natural	14
3. Questões Transversais	18
3.1 Transição Energética	18
3.2 Mudanças Climáticas	21
3.3 Descarbonização	21
3.4 Descentralização	22
3.5 Comportamento do Consumidor de Energia	24
4. Fontes e Tecnologias	26
4.1 Hidreletricidade	26
4.2 Energia Eólica	28
4.3 Energia Solar	30
4.4 Bioenergia	31
4.5 Energia Nuclear	32
4.6 Carvão Mineral	32
4.7 Potência Complementar	33
4.8 Recursos Energéticos Distribuídos	35
4.9 Gás Natural	35
5. Infraestrutura de Transporte de Energia	37
5.1 Transmissão de Eletricidade	37
5.2 Malha de Gasodutos	38
6. Segmentos de Consumo	40
6.1 Transportes	40
6.2 Indústria	41
6.3 Edificações	42
7. Bibliografia	44

Lista de Figuras

- Figura 1 – Matrizes / Geração de Energia Elétrica – 15 maiores países do mundo
- Figura 2 – Expansão da Geração Centralizada por fonte (2010-2020A)
- Figura 3 – Capacidade Equivalente de Armazenamento em meses (2000-2019A)
- Figura 4 – Expansão Indicativa de Geração (2019- 2029E) – PDE 2029 (EPE)
- Figura 5 – Evolução da Capacidade Instalada de Geração – MW (2006 – 2029E)
- Figura 6 – População Mundial por Região e Perfil Vegetativo – 2020
- Figura 7 – Densidade de Rede de Gasodutos em km vs. área (km²)
- Figura 8 – EVs vendidos atualmente no Brasil – Anfavea
- Figura 9 – 12 Regiões Hidrográficas Brasileiras – ANA
- Figura 10 – Expansão Estudada de Geração - GW – PNE 2050
- Figura 11 – Comparação Setores Regulados – 2019
- Figura 12 – Distribuição de Gás Canalizado – Brasil x Mundo

1. Considerações Iniciais

O processo de construção do Plano Nacional de Energia em 2050 possui o mérito de ser um documento vivo com participação de várias mãos na definição do farol que iluminará o eixo de médio e longo prazo do planejamento energético brasileiro.

Se o século XIX foi o século do carvão em função dos efeitos da Revolução Industrial inglesa, o século XX do petróleo (fontes fósseis) motivado pela nascimento e expansão da indústria automobilística, o século XXI pode ser considerado o século da eletrificação das economias, portanto da gradual redução da dependência de fontes de origem fósseis para matrizes energéticas cada vez mais renováveis e sustentáveis. Embora esse diagnóstico seja comum do ponto de vista global, a velocidade da transição energética é que deve ser estudada de maneira particular por cada país, para que possa contribuir com o processo de descarbonização das economias, mas ao mesmo tempo garantindo a segurança no abastecimento energético da maneira mais eficiente possível. E eficiência tanto do ponto de vista ambiental, como do ponto de vista social ou econômica, respeitando-se as características de renda de cada país.

A pandemia de Covid19 reforçou o foco no desenvolvimento de iniciativas sustentáveis de desenvolvimento econômico e de busca de alcançar as metas do Acordo de Paris, mas esse esforço precisa seguir o ritmo e respeitar as características de cada matriz energética, uma vez que a transição energética não é um processo simples, tampouco desprovido de custos de transição que caso mal estruturados podem onerar de maneira exacerbada os consumidores.

Daniel Yergin, em artigo publicado no Wall Street Journal¹ chamou atenção de que transições energéticas levam tempo. A primeira delas, da substituição de lenha para o carvão iniciou-se em 1709, mas o carvão só se tornou o combustível majoritário para necessidades energéticas dois séculos depois. A descoberta do petróleo ocorreu em 1859 na Pensilvânia, mas somente se tornou a principal fonte energética mundial 1 século mais tarde. Atualmente, ainda segundo Yergin, o mundo depende de combustíveis fósseis para 84% de suas necessidades energéticas.

O caso do Brasil, do ponto de vista de matriz energética, é um exemplo a ser seguido pelo resto do mundo. Do ponto de vista de geração de energia elétrica, o país possui a segunda matriz mais limpa dentre os 15 maiores países do mundo – que respondem por mais de 5 bilhões de habitantes – perdendo apenas para a Etiópia e a mais limpa dentre as 10 maiores economias mundiais.

Figura 1 – Matrizes / Geração de Energia Elétrica – 15 maiores países do mundo (IEA, IBGE, ANEEL, Worldometer, countries' regulators)

#	Country	Region	Population Data				Income Median wealth per adult (US\$)	Electricity Matrix (2017-2019)		
			Population	Avg. growth per year since 1980 (%)	Avg. growth current year (%)	Urban population (%)		Thermal* / Fossil Fuel (%)	Renewable & Clean (%)	Total (%)
1	China	Asia	1.439.323.776	0,76%	0,39%	60,8%	20.942	69%	31%	100%
2	India	Asia	1.380.004.385	1,40%	0,99%	35,0%	3.042	86%	14%	100%
3	USA	America	331.002.651	0,80%	0,59%	82,8%	69.162	63%	37%	100%
4	Indonesia	Asia	273.523.615	1,37%	1,07%	56,4%	1.977	88%	12%	100%
5	Pakistan	Asia	220.892.340	2,24%	2,00%	35,1%	1.766	61%	39%	100%
6	Brazil	America	212.559.417	1,16%	0,72%	87,6%	5.031	20%	80%	100%
7	Nigeria	Africa	206.139.589	2,50%	2,58%	52,0%	1.249	81%	19%	100%
8	Bangladesh	Asia	164.689.383	1,45%	1,01%	39,4%	2.787	92%	8%	100%
9	Russia	Asia	145.934.462	0,17%	0,04%	73,7%	3.683	67%	33%	100%
10	Mexico	America	128.932.753	1,40%	1,06%	83,8%	9.944	80%	20%	100%
11	Japan	Asia	126.476.461	0,16%	-0,30%	91,8%	110.408	87%	13%	100%
12	Ethiopia	Africa	114.963.588	2,63%	2,57%	21,3%	1.360	3%	97%	100%
13	Philippines	Asia	109.581.078	1,74%	1,35%	47,5%	2.663	75%	25%	100%
14	Egypt	Africa	102.334.404	2,02%	1,94%	43,0%	4.900	91%	9%	100%
15	Vietnam	Asia	97.338.579	1,28%	0,91%	37,7%	3.679	55%	45%	100%
Total			5.053.696.481	1,40%	1,13%	56,5%	16.173	68%	32%	100%
% Global population			64,8%					73%	27%	100%

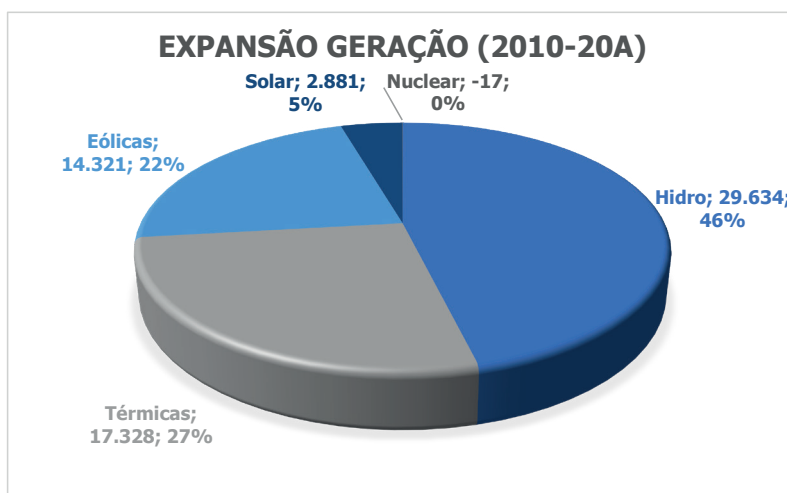
* Including Nuclear

1. YERGIN, D. "The New Geopolitics of Energy", WSJ, Setembro 2020.

O Brasil responde atualmente somente por 3% das emissões de CO₂ globais. Não obstante faz parte do rol de 195 países que aderiram ao Acordo de Paris no esforço de combate ao aquecimento global.

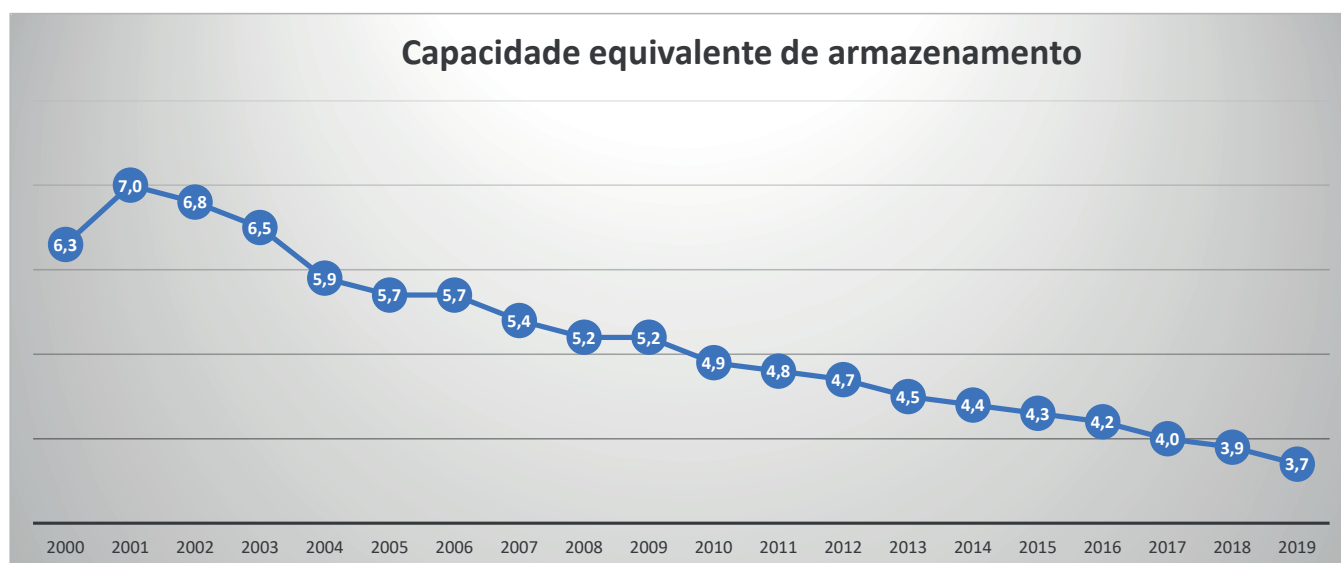
O desafio no caso do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), como muito bem apontado pelo PNE 2050, é continuar mantendo o grau de penetração de fontes renováveis com o passar dos anos e ao mesmo tempo garantir a segurança do abastecimento, dada a concentração da expansão em fontes não despacháveis ou intermitentes, em especial as fontes eólica e solar, além de biomassa e usinas hidrelétricas sem reservatórios de acumulação.

Figura 2 – 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 3 – Capacidade Equivalente de Armazenamento em meses - 2000-2019A (MME, ANEEL, ONS)



Com base na evolução da matriz elétrica nacional e mantendo-se sua vocação renovável, o setor analisa atualmente como continuar atendendo a demanda energética majoritariamente via fontes renováveis, mantendo a segurança no abastecimento e transferindo a competitividade no atributo preço de tais fontes em prol de tarifas mais competitivas aos consumidores finais.

Embora o PNE 2050 não possua os mesmos objetivos do Plano Decenal de Energia (PDE), o desafio da expansão de certa forma está evidenciado na expansão indicativa do PDE 2029, em que 68,1% está ancorada em fontes renováveis (convencionais ou não) e 31,9% em fontes não renováveis.

Figura 4 – Expansão Indicativa de Geração (2019- 2029E) – PDE 2029 (EPE)

Fonte	2019A-2029E	
	MW	%
Total fontes renováveis	40.631	68,1%
Hidrelétrica (incluindo PCH, CGH)	5.887	9,9%
Eólica	24.202	40,6%
Solar	8.140	13,6%
Biomassa	2.403	4,0%
Total fontes não renováveis	19.053	31,9%
Gás Natural	22.935	38,4%
Nuclear	1.405	2,4%
Carvão	-934	-1,6%
Óleo Combustível (OC)	-3.672	-6,2%
Óleo Diesel (OD)	-681	-1,1%
Total	59.684	100,0%

Figura 5 – Evolução da Capacidade Instalada de Geração – MW - 2006 – 2029E (ANEEL, ONS, EPE)

Fonte	Capacidade instalada (MW)					
	2006A		2019A		2029E (PDE)	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidrelétrica	78.860	83,0%	114.116	67,8%	120.003	52,6%
Térmica	13.969	14,7%	34.466	20,5%	54.479	23,9%
Nuclear	2.007	2,1%	1.990	1,2%	3.395	1,5%
Eólica	208	0,2%	15.273	9,1%	39.475	17,3%
Solar	0	0,0%	2.445	1,5%	10.622	4,7%
Total	95.045	100,0%	168.290	100,0%	227.974	100,0%

Conforme demonstrado na figura 5, as hidrelétricas (incluindo PCHs) passariam de 83% da matriz em 2006 para 53% ao final de 2029, perdendo-se portanto representatividade a favor do aumento de fontes renováveis não convencionais (notadamente eólica e solar) que passam de 0,2% para 22% da matriz de geração e térmicas (incluindo nucleares) de 17% para 25%.

Portanto, o desafio do desenho da matriz elétrica de longo prazo do Brasil é manter sua vocação histórica renovável, mas preservar a resiliência e segurança do sistema para evitar desligamentos involuntários, dada a predominância de fontes intermitentes na expansão indicativa.

Logo é fundamental que a discussão do PNE 2050 concilie a manutenção da vocação renovável e sustentável da matriz energética brasileira, mantendo a confiabilidade no atendimento da demanda ao longo do tempo.

Em relação ao processo de contextualização de matrizes globais, recomenda-se que as discussões do PNE 2050 não se limitem aos mercados norte-americano e europeu. Dado o horizonte de longo prazo das discussões e o perfil demográfico global é importante que as análises de matrizes não fiquem circunscritas a este conjunto de países que atualmente respondem por 14,3% da população mundial, com taxas de crescimento vegetativo caminhando para neutralidade ou mesmo esfera negativa, conforme tabela abaixo.

Figura 6 – População Mundial por Região e Perfil Vegetativo – 2020 (Worldometer)

#	Region	Population	%	Yearly Change	Net Change	Land Area (km ²)	Fert. Rate
1	Asia	4.641.054.775	59,5%	0,86%	39.683.577	31.033.131	2,2
2	Africa	1.340.598.147	17,2%	2,49%	32.533.952	29.648.481	4,4
3	Europe	747.636.026	9,6%	0,06%	453.275	22.134.900	1,6
4	Latin America + Caribbean	653.962.331	8,4%	0,90%	5.841.374	20.139.378	2,0
5	North America	368.869.647	4,7%	0,62%	2.268.683	18.651.660	1,8
6	Oceania	42.677.813	0,5%	1,31%	549.778	8.486.460	2,4
	Total	7.794.798.739	100,0%	1,06%	81.330.639	130.094.010	2,5

Portanto, a discussão sobre transições energéticas e grau de eletrificação de economias deveria ser ampla, incluindo-se 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 Vietnã. 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 projeta-se para 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.

A título de exemplo, de caráter ilustrativo e não restritivo, artigo recente da Energy Global² a respeito da inserção de renováveis na Índia (população de 1,38 bilhões), a capacidade instalada na última década passou de 159 GW (2009) para 369 GW (2019), sendo 33,9% da expansão por fontes renováveis (de 15,52 GW para 86,76 GW). Apesar do aumento das renováveis no mix da matriz, passando de 10% em 2009 para 23% em 2019, o percentual de carvão permaneceu praticamente inalterado indo de 53% para 55%. O principal motivo para a contínua expansão de geração a carvão na Índia, segundo o artigo, foi contrabalancear o aumento significativo de fontes intermitentes solar e eólica no sistema.

Na Índia, a geração solar só é possível das 7:00 até 18:00, com sazonalidade bem marcante entre o verão (alta geração) e o período de Monções (baixa geração), o inverso ocorrendo com a geração eólica (mostrando complementaridade). Porém dada a intermitência, o sistema indiano requer para cada aumento de capacidade renovável, um aumento similar de capacidade firme / despachável.

Portanto, mesmo que o país tenha vivenciado um aumento significativo no percentual de fontes renováveis não convencionais em sua matriz na última década, o percentual de emissões de gases de efeito estufa (GEE) não se reduziu. O aumento de renováveis intermitentes precisou ser compensado com fontes despacháveis de backup (no caso o carvão). O artigo conclui que em um país com as características da Índia, não é possível se falar em matriz 100% renovável. Para poder atender a demanda crescente por energia, somente

2. SAMBASIVAM, B (PhD). "An Electric Debate", Energy Global, Summer 2020.

a instalação de novas plantas renováveis não é uma solução para garantir a confiabilidade do sistema. Uma gestão efetiva da demanda precisa ser avaliada para manutenção da funcionalidade sistêmica dado o perfil crescente de demanda.

O exemplo da Índia, embora isolado, mostra a importância de uma análise abrangente de matrizes para processos de planejamento energético, pois cada país possui as suas idiossincrasias que podem escapar quando de uma visão concentrada, por exemplo, nas experiências norte-americana e europeia.

Análise do continente africano também pode trazer elementos importantes de discussão, dada sua relevância populacional (17,2% da população global) e altos índices de crescimento vegetativo, como por exemplo taxa de fertilidade de 4,4 vs. 2,5 de média global e 1,7 para EUA e Europa.

Além de questões topográficas, geográficas, demográficas e climáticas, a análise de matrizes energéticas não pode prescindir de considerações relativas de renda. O PNE 2050 ancorou o desenho da estratégia de longo prazo em 11 questões muito bem formuladas, mas a variável renda / poder de compra da população não parece ter sido suficientemente explorada nas questões. Acreditamos relevante para a análise da adaptabilidade de estratégias de transição energética para o contexto brasileiro, que a variável poder de compra / renda seja considerada em todo o planejamento, sob o risco de que o “E” do acrônimo ESG (Environmental, Social and Governance) seja atendido integralmente, mas com implicações negativas para o “S” de social. Neste caso, contextualizar matrizes elétricas e mix de geração com peso relativo de tarifas de eletricidade na renda per capita da população é, em nossa opinião, um filtro importante de adaptabilidade local de estratégias.

Como exemplo da questão, novamente ilustrativo e não restritivo, a Irlanda (6,6 milhões de habitantes) é um exemplo global de país com energias limpas e recentemente um estudo da Queen’s University Belfast (QUB) discorreu sobre o tema de resposta sintética de inércia e o papel de baterias juntamente com compensadores síncronos para contínuo crescimento de fontes eólicas e solar sem comprometimento da confiabilidade do sistema elétrico. Indubitavelmente, uma discussão sobre planejamento energético para o horizonte de 2050 não pode prescindir de discussão sobre baterias e a evolução tecnológica no lado catodo e anodo a favor da economicidade da fonte. A Irlanda é um bom exemplo de vanguarda nesta discussão.

Todavia, contextualizando a questão de renda, a renda média per capita da Irlanda (household income) é de EUR\$51.458 versus EUR\$7.672,3 no caso do Brasil (5,7x superior). As tarifas de eletricidade básicas no país atualmente correspondem a EUR\$197,4, 74,6% superiores às tarifas do Brasil (2019A) de EUR\$113,1 o MWh. Dado o nível de renda médio da população irlandesa, os gastos com eletricidade correspondem somente a 1,6% da renda versus 5,5% no caso do Brasil.

Logo, a adoção de baterias como estratégia de hibridização de usinas eólicas e ou solares é uma discussão extremamente válida e oportuna, mas no caso brasileiro não pode prescindir de contextualização de economicidade dado o perfil de renda da população.

Finalmente há de se constatar – como bem apontado nas questões de contorno do PNE 2050 – os efeitos do aquecimento global no planejamento da matriz. Em especial, a questão das altas temperaturas que, no caso do Brasil, tem impactado no consumo de ar condicionado de maneira que a elasticidade consumo de energia elétrica pelo PIB alcance patamares médios de 1,30x, bem como o aumento no caso de adversidades climáticas, como tufões / ventos de altíssima velocidade que invariavelmente causam danos em redes aéreas de transmissão ou distribuição. Além disso, fenômenos climáticos como secas prolongadas no caso do Nordeste na última década e atualmente no Pantanal (pior seca dos últimos 55 anos) também trazem complexidade para o planejamento da confiabilidade do sistema e na configuração do atendimento de carga.

Em particular 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 para desenvolver as culturas.

Adicionalmente, 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 e portanto o planejamento energético não pode prescindir de considerar esses fatores ao analisar a evolução da matriz energética no Brasil.

Do ponto de vista da velocidade da transição energética, o exemplo recente da Califórnia traz importantes reflexões. De forma alguma as reflexões do caso da Califórnia devem ser tratadas como uma crítica destrutiva da expansão de renováveis em sistemas elétricos. Mas há de se convir que toda situação – em especial envolvendo adversidades climáticas, cada vez mais presentes no mundo – deve ser analisada para trazer elementos de discussão para reguladores e planejadores em suas respectivas matrizes.

O ponto em questão é a velocidade de retirada de fontes despacháveis do sistema em substituição por fontes intermitentes e limpas para o atendimento de demanda pico e segurança do abastecimento. O sistema elétrico brasileiro é diferente do californiano, mas o planejamento atual acertadamente considera a retirada de plantas térmicas de óleo combustível e diesel de custo de despacho (CVU) alto. Logo, é importante que essa retirada caminhe passo a passo com a restauração da despachabilidade do sistema evitando, em momento de retomada de demanda e em cenários de pico, interrupções não desejadas de fornecimento.

Para além das questões técnico-operacionais, sempre a dimensão econômica deve estar presente na análise.

O relatório conjunto³ do International Gas Union (IGU) com o Boston Consulting Group (BCG) destacou a importância da resiliência no fornecimento de energia e as implicações para o sistema californiano dos cenários de 80% e 100% de penetração de renováveis com baterias. De acordo com o relatório, estudos realizados pelo US Regional Transmission Organization markets indicam que 60% dos casos de pico de consumo duram menos de 4 horas, porém a tendência é que a duração aumente com o passar do tempo. Portanto a análise de administrar eventos de intermitência por mais de 4 horas tem se tornado importante. Ainda segundo o documento, o custo de produção de energia na Califórnia em situações normais de US\$50/MWh aumentaria para US\$400/MWh em cenário de matriz 80% renovável + baterias e mais de US\$1.600/MWh com 100% de matriz renovável + baterias.

Portanto, embora estudos de planejamento de médio e longo prazo não podem abster da consideração de maior penetração de baterias como back-up de sistemas e em estratégias de hibridização e otimização de fator de geração de usinas, o estágio atual de avanço tecnológico não permite, do ponto de vista econômico, a substituição integral de fontes despacháveis, como termelétricas a gás natural, por baterias do ponto de vista de Levelized Cost of Electricity (LCOEs) ou custo marginal de expansão (CME). No caso do Brasil, que já possui uma matriz 80% renovável e 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 devem ser enfrentadas respeitando as particularidades do país (inclusive a de renda) 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.

3. International Gas Union (IGU), BCG. "Gas Technology and Innovation for a Sustainable Future", July 2020, page 48.

2. Produção e Uso de Energia

O primeiro capítulo de discussão do PNE 2050 é o que trata da Produção e Uso de Energia. De maneira acertada, a abertura menciona a importância do planejamento quando se existe uma abundância de recursos energéticos que superam em larga medida as projeções de demanda.

Abaixo apresentamos nossas considerações acerca dos principais pontos percorridos pelo capítulo.

2.1 Consumo Potencial de Energia Elétrica

O PNE 2050 traça dois cenários de avaliação para o planejamento de longo prazo da matriz energética:

- **Desafio da Expansão:** que de maneira simplificada corresponde aos desafios do planejamento para cenário de demanda de energia crescente; e
- **Estagnação:** como o próprio nome diz, cenário que incorpora projeções tímidas de crescimento de demanda e portanto menor dificuldade para atendimento das necessidades energéticas.

Com relação ao cenário de Desafio da Expansão, o consumo potencial de energia elétrica está projetado em 3,5% a.a. (2015-2050), dos quais 5% aproximadamente atendidos por Geração Distribuída (11.000 MW médios), 7% por Autoprodução (16.000 MW médios), 17% por eficiência energética (40.000 MW médios) e o restante por geração centralizada. Dessa forma, o consumo passaria de 73.000 MW médios em 2015 para 241.000 MW médios em 2050.

Em relação ao cenário de Estagnação, a taxa média de crescimento é de 1% a.a. entre 2015 e 2050 alcançando-se 102.000 MW médios ao final do período, sendo as participações de Geração Distribuída, Autoprodução e Eficiência Energética respondendo por 7%, 14% e 10%, respectivamente.

Contribuição CBIE Advisory: As projeções de consumo em ambos os cenários de análise guardam dependência das projeções de crescimento econômico e o efeito renda nos hábitos de consumo, que serão tratados mais a frente. Em que se pese as discussões sobre PIB potencial brasileiro pré ou pós reformas estruturantes e ganhos de produtividade total dos fatores (PTF), nós consideramos que as projeções do Cenário de Desafio de Expansão não incorporam integralmente 3 aspectos envolvendo tanto a oferta quanto a demanda 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 desafio de expansão. 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 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 do PNE 2050 em parceria com o MAPA e a CONAB. Somente na região do Extremo Oeste Baiano existe um estoque de 18 mil 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.
- **O Papel do Biogás na Geração Distribuída:** mesmo com a regulamentação da Resolução 482/12 pelas vias legais e infralegais, o que pode aumentar o payback dos investimentos em geração distribuída de 4 a 6 anos em média, as projeções de expansão da oferta parecem muito tímidas em relação ao desempenho atual da oferta, bem como da pluralidade de fontes que possam ser desenvolvidas nesta modalidade. Conforme planejamento da EPE, projeta-se que 85% da expansão de geração distribuída seja feita via usinas fotovoltaicas, cujo atributo preço é bastante competitivo, porém no escopo global de custo sistêmico envolvendo despachabilidade e confiabilidade não mantém a mesma competitividade. Em particular, achamos o papel do biogás como fonte de geração despachável distribuída e mesmo centralizada como subestimado tanto no horizonte decenal de planejamento quanto no médio e longo prazo.

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 no mundo (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 estima-se possa alcançar 140 milhões de m³ dia futuramente. São várias as possibilidades de produção e geração de energia via biogás e permite fechar o ciclo completamente da sustentabilidade 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, Cibiogás 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 mais representativa 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 pelo mundo.

Atualmente existem 215,8 MW de capacidade instalada de geração por fonte biogás na matriz elétrica brasileira, e o PDE 2029 considerou somente 210 MW (30 MW por ano a partir de 2023) adicionais até o final do decênio. Aachamos esse potencial subavaliado, bem como as externalidades positivas que o desenvolvimento pode trazer para segurança e confiabilidade da rede elétrica nacional, para expansão da produção agropecuária nacional, para produção de certificados de carbono (CBIOs) e sustentabilidade ambiental, para possível substituição, ainda que parcial, de geradores movidos a diesel que correspondem atualmente a 9 GW de capacidade de backup e complementaridade com a geração solar fotovoltaica descentralizada em todo o território brasileiro.

Finalmente, no que tange ao consumo per capita é válido reiterar as consequências do aquecimento global, em especial o aumento gradual de temperatura, os invernos mais brandos ou mesmo quentes em regiões do país como o sudeste, mudanças perenes em regimes hidrológicos, o que tem acarretado a um aumento do consumo de ar condicionado no país, alterando-se o período de pico de consumo de energia para o meio da tarde (vs. o período de 18 a 20h anteriormente pelo uso de chuveiros elétricos) e interferindo estruturalmente na elasticidade consumo PIB nacional que permanece acima de 1x a despeito do grau de universalização do serviço no território brasileiro (99,6% em termos de carga em 2019). Portanto dadas as características de renda da população, bem como os efeitos da retomada da atividade econômica no médio e longo prazo, em que se pese medidas de eficiência de consumo, possibilita-se um cenário que a elasticidade de 1,3x PIB considerada no PDE possa se estender por período mais longo de tempo no horizonte de planejamento de demanda.

2.2 Preços e Produção de Petróleo e Gás Natural

A seção de Uso e Produção de Energia termina com considerações sobre preços e produção de petróleo e gás natural. Abaixo nossas contribuições.

Contribuição CBIE Advisory: As projeções de preço de petróleo de longo prazo poderiam ser melhor embasadas. Com base nas premissas consideradas pressupõe-se que foram utilizadas as projeções de petróleo futuro, do tipo Brent, por exemplo com base na curva da CME (ICE) e a partir de determinado ano de projeção, a premissa de inflacionar os preços pela inflação norte-americana, cuja meta é 2,0%. Mesmo nas projeções adotadas pelo planejamento decenal, a impressão é que a métrica se mantém, adotando-se a correção por inflação do preço em USD por barril a partir de um determinado ano.

Em que se pese questões de projeção de longo prazo, acreditamos que o planejamento deveria deixar pelo menos mais explícito o critério. Por exemplo, as empresas de E&P tomam suas decisões de investimentos com base em um orçamento de preços mínimos do tipo Brent que, recentemente, tem ficado por volta de US\$50/bbl. Ao mesmo tempo, a Petrobras atualmente definiu uma meta de só investir em projetos com breakeven de até US\$35 o barril e trabalha para buscar reduzi-lo até US\$25 o barril. Logo estimativas de produção ou de postergação de produção andam lado a lado com as projeções de preço de petróleo.

A indústria, desde o advento do shale nos EUA e o associado aumento na produção do país passou a ser menos impactada pela OPEP como “swing factor” de produção marginal. Não obstante, análises de preço futuro Brent costuma se basear em premissas de breakeven médios dos principais produtores globais. Neste caso, ao somarmos a produção dos EUA e da OPEP+ (16 países originais mais a Rússia) alcança-se 70% da produção global. Como o breakeven do shale nos EUA varia de US\$42-55/bbl, US\$30-35 no caso da Rússia e US\$80-85 no caso da OPEP, a referência ponderada equivale a US\$55-65/bbl. Referência comumente utilizada por bancos, tudo mais constante, para preço marginal de petróleo de longo prazo.

Do lado da demanda, o advento dos 3 D’s (descarbonização, descentralização e digitalização) e recentemente os efeitos da pandemia, tem levado a análises de que o pico da demanda de petróleo pode ter ocorrido em 2019 e a partir de agora não se projetaria mais demanda na casa de 100 milhões de barris dia para

o restante do século. Independentemente do cenário, achamos oportuno que o planejamento incorpore metodologia de projeção que incorpore referências de breakeven e de oferta e demanda global para ancorar as estimativas de produção futura, mas principalmente para evitar o risco de “contaminação” das referências de monetização de gás natural – em situações ainda não convergentes com precificação gas-to-gas, o que interfere negativamente no volume de térmicas a gás natural a ser incorporado na expansão indicativa de geração de energia.

Preços de GN e considerações sobre oferta e demanda

No caso do gás natural, a descrição dos cenários de precificação foram muito bem construídos e respeitam a lógica global de definição de hubs de contratação que acabam influenciando nas referências de precificação da molécula, no processo de transição entre contratos baseados no Brent (gas-to-oil) para referências de mercados líquidos de gás (gas-to-gas). Não obstante, é importante que a discussão sobre maturidade do mercado seja introduzida quando da comparação do cenário brasileiro com os mercados norte-americano e europeu.

A natureza do recurso (em terra ou no mar) interfere significativamente na abordagem e custos de exploração e produção. Via de regra, os custos de desenvolvimento do gás natural no offshore correspondem ao dobro dos custos onshore. Enquanto referências de breakeven para reservas onshore variam entre US\$2,5 e 3,0 por MMBTU – de fato atualmente 70% das reservas de gás natural no mundo possuem breakevens abaixo de US\$3,0/MMBTU, pois correspondem a recursos em terra – breakevens offshore no pré-sal brasileiro equivalem a US\$4-5/MMBTU. Como bem apontado no documento, o processo de liquefação do gás e acondicionamento em navios revolucionou o mapa da oferta e demanda de gás natural no mundo, de maneira que já em 2019 32% dos contratos de GNL foram baseados em referências spot. Caminha-se portanto para um gradual processo de commoditização do GNL, como ocorre no caso da indústria de petróleo.

De qualquer forma, voltando ao caso brasileiro, é importante um olhar atento para a demanda, para sinalização de demanda firme, uma vez que 80% da produção de gás natural se encontra no mar e 86% desta na forma de gás associado ao petróleo, o que introduz maior complexidade quando das decisões de monetização.

Portanto para que o Brasil possa desenvolver suas reservas de gás associado ao petróleo que, do ponto de vista de breakeven – possuem menor competitividade em relação ao contingente de 70% das reservas de gás natural globais oriunda de recursos onshore – é fundamental que uma sinalização de demanda firme seja incorporada no planejamento indicativo para incentivar investimentos de escoamento, processamento, transporte e distribuição de gás natural.

Os principais demandantes de gás natural no Brasil e no mundo são os setores termelétrico e industrial. Logo, uma análise da competitividade relativa da oferta marginal de gás natural oriunda do pré-sal, bem como dos recursos do pós-sal e onshore é fundamental para processo de atração de investimentos para disponibilizar a molécula aos consumidores.

Portanto, o PNE 2050 cumpre um papel fundamental de sinalizar estrategicamente qual o papel que o gás natural assumirá na matriz energética brasileira, no âmbito do Novo Mercado de Gás e no contexto do perfil do recurso nacional.

E neste caso em particular, a velocidade de transição energética é a condição de contorno para o planejamento energético calibrado.

Do ponto de vista de malha de gasodutos, o Brasil ocupa uma das últimas posições no mundo em termos de densidade: 1 km de duto para cada 728 km² de área, comparado com média de 1 km para cada 72,4 km² para as 10 maiores economias do mundo (ex-Brasil) e média de 115,2 km² para os países de mesmo porte territorial (Canadá, Rússia, EUA, China e Austrália). O Brasil possui somente 1,00% da malha de gasodutos dos EUA (44 mil KM vs. 4,4 milhões). Logo, não achamos consistente a comparação do grau de maturidade

da indústria brasileira com as norte-americana e européia. E se de fato esses mercados adentraram em fase de declínio / maturação a ponto de perderem representatividade no planejamento energético de longo prazo, o que dizer dos países como Rússia e mercados como China, ou mesmo a Europa em que gasodutos transcontinentais estão sendo desenvolvidos e novas rotas de escoamento estudadas e implementadas paripassu a ofertas por gasodutos virtuais por navios de GNL?

Figura 7 – Densidade de Rede de Gasodutos em km vs. área em km² (CIA)

País	Holanda	Catar	EUA	Reino Unido	Alemanha	Itália	Hungria	Ucrânia	Eslovênia	Luxemburgo	Estônia	Eslováquia
Gasodutos	14.000	2.383	1.984.321	28.603	26.985	20.223	5.874	36.720	1.155	142	2.360	2.270
Área	42.543	11.586	9.833.517	243.610	357.022	301.340	93.028	602.550	20.273	2.586	45.228	49.035
Para cada km² / km de duto	3	5	5	9	13	15	16	16	18	18	19	22
País	Polônia	Azerbaijão	Suíça	Croácia	Emirados Árabes Unidos	Coréia do Sul	Dinamarca	Israel	Irlanda	Uzbequistão	Lituânia	Bahrain
Gasodutos	14.198	3.890	1.800	2.410	3.277	3.790	1.536	763	2.427	13.700	1.921	20
Área	312.685	86.600	41.277	56.596	83.600	99.720	43.094	21.937	70.273	447.400	65.300	760
Para cada km² / km de duto	22	22	23	23	26	26	28	29	29	33	34	38
País	Noruega	Sérvia	Bulgária	França	Georgia	Áustria	Espanha	Bangladesh	Malásia	Tunísia	Letônia	Turquia
Gasodutos	8.520	1.936	2.765	15.322	1.596	1.888	10.481	2.950	6.439	3.111	1.213	14.644
Área	323.802	77.470	110.879	640.427	69.700	83.871	505.370	148.460	329.847	163.610	64.589	783.562
Para cada km² / km de duto	38	40	40	42	44	44	48	50	51	53	53	54
País	Quirquistão	Síria	Paquistão	Romênia	Turcomenistão	Kuwait	Portugal	Omã	Irã	Japão	Tailândia	Canadá
Gasodutos	3.566	3.170	12.984	3.726	7.500	261	1.344	4.224	20.794	4.456	5.900	110.000
Área	199.951	187.437	796.095	238.391	488.100	17.818	92.090	323.802	1.648.195	377.915	513.120	9.984.670
Para cada km² / km de duto	56	59	61	64	65	68	69	77	79	85	87	91
País	Argentina	Rússia	Norte da Macedônia	Grécia	Nova Zelândia	Libano	México	Egito	China	Argélia	Venezuela	Indonésia
Gasodutos	29.930	177.700	262	1.329	2.500	88	15.986	7.986	76.000	16.415	5.941	11.702
Área	2.780.400	17.098.242	25.713	131.957	268.838	10.400	1.964.375	1.001.450	9.596.960	2.342.840	912.050	1.904.659
Para cada km² / km de duto	93	96	98	99	108	118	123	125	126	143	154	163
País	Iraque	Cazaquistão	Jordânia	Bolívia	Tajiquistão	Colômbia	Nigéria	Chile	Índia	Austrália	Finlândia	Suécia
Gasodutos	2.455	15.256	473	5.457	549	4.991	4.045	3.160	13.581	30.054	1.288	1.626
Área	438.317	2.724.900	89.342	1.098.581	114.100	1.138.910	923.768	756.102	3.287.263	7.741.220	338.145	450.285
Para cada km² / km de duto	179	179	189	201	208	228	228	239	242	258	263	277
País	Gabão	Vietnã	Bósnia e Herzegovina	Marrocos	Libia	Filipinas	Gana	Arábia Saudita	Uruguai	Moçambique	Brasil	Peru
Gasodutos	807	955	147	972	3.743	530	394	3.240	257	1.098	11.696	1.526
Área	267.667	331.210	51.197	446.550	1.759.500	300.000	238.533	2.149.690	176.215	789.380	8.515.770	1.285.216
Para cada km² / km de duto	332	347	348	459	470	566	605	663	686	719	728	842
País	Afganistão	África do Sul										
Gasodutos	696	1.293										
Área	653.230	1.219.090										
Para cada km² / km de duto	939	943										

A pergunta para o planejamento é: países com grandes reservas ou descobertas de gás natural desenvolvem alternativas de monetização de grandes volumes e, dependendo da extensão territorial, por grandes distâncias? A resposta é sim. E o modal gasoduto é o mais econômico nessas situações em comparação ao transporte por caminhões, mais apropriado a menores volumes e distâncias. O Brasil ainda possui baixa intensidade exploratória de suas bacias sedimentares onshore e mesmo offshore com exceção das de Campos e Santos, portanto sinalização de demanda para hidrocarbonetos na oferta indicativa seria importante alavanca de investimentos para desenvolvimento destes recursos para atendimento das necessidades domésticas.

Portanto uma maior gama de exemplos de desenvolvimento de mercado do gás natural no mundo (por exemplo, Rússia), bem como uma fundamentação mais aprofundada dos mercados norte-americano e europeu cumpririam um relevante papel de planejamento para o mercado brasileiro.

Com relação às tarifas de transporte, o documento aponta corretamente espaço para redução significativa para as tarifas. O regulador ao atualizar as tarifas e levando-se em consideração a parcela já amortizadas dos ativos fixos poderia realizar uma revisão tarifária em que as tarifas finais seriam inferiores às atuais, coeteris paribus. Porém a analogia para o segmento de distribuição não procede. Além da diferença de



esfera regulatória, a distribuição de gás canalizado é atividade de capital intensivo e, com tarifas bem calibradas permite a gradual universalização do serviço nas respectivas áreas de concessão. Como o país ainda concentra a rede e os consumidores nos estados de São e Rio de Janeiro, antes de período de redução tarifária, ainda há de se considerar importante período de investimentos acima da depreciação – remunerados por tarifas reguladas – para providenciar o produto aos consumidores finais. Uma vez universalizado o serviço – como nas experiências norte-americana e européia – poderia-se falar maturidade de indústria e revisão de papel estratégico, mas o país está bem longe deste estágio e, pular etapa, significa pular geração de emprego, renda para a população.

Esses temas continuarão a ser desenvolvidos nas próximas seções do documento.

3. Questões Transversais

O PNE 2050 definiu com propriedade as questões transversais que perpassam todos os países atualmente no planejamento de suas matrizes energéticas. Abaixo apresentamos nossas contribuições para cada um dos temas destacados no documento.

3.1 Transição Energética

O conceito de transição energética foi muito bem definido no documento: *“é associado a mudanças significativas na estrutura da matriz energética primária mundial. Caracteristicamente, as transições energéticas são processos complexos, podendo haver variações de estágio e de ritmo das transformações em diferentes países, regiões ou localidades. Ou seja, em geral, não se trata de um processo linear e de ruptura, mas de longa coexistência entre a fonte que a caracteriza e as fontes que são progressivamente substituídas.”* Posteriormente, o documento delimitou filtros dessa transição quando menciona condicionantes como desenvolvimento sustentável, mudanças climáticas e inovações tecnológicas. Logo, projeta-se a redução da participação de combustíveis mais intensivos em emissões de carbono na matriz energética mundial em prol de fontes de baixo carbono.

Nestas discussões, o gás natural tem sido invariavelmente apontado como a fonte primária de transição para matrizes cada vez mais renováveis.

Como mencionado nas considerações iniciais, observa-se um razoável consenso em relação ao perfil de matriz energética futuras, porém calibrar a velocidade da transição energética e olhar as especificidades locais de cada país são fundamentais no processo de planejamento.

O artigo do Yergin já destacou que transições energéticas são lentas e as tecnologias para que a matriz energética mundial alcance status de carbono neutra em 2050 ainda não foram desenvolvidas, um dos principais desafios sendo a manutenção de despachabilidade e confiabilidade sistêmica em função de maior penetração de fontes intermitentes na matriz.

Novamente o documento foi bastante feliz na atribuição de cada fonte na transição energética: “Em particular, o gás natural terá o papel de integrar os paradigmas tecnológicos dos combustíveis fósseis e das renováveis ao viabilizar uma maior introdução de fontes renováveis não despacháveis no setor elétrico. Os biocombustíveis terão destaques, sobretudo naqueles mercados em que o processo de eletrificação enfrentar maiores desafios. As baterias, se ampliarem sua competitividade, também terão um papel fundamental nessa nova transição, sobretudo para garantir a confiabilidade do sistema no setor elétrico. No setor transporte, as baterias também poderão ter um papel relevante, mas terão que disputar mercado, no curto prazo, com os combustíveis e biocombustíveis e, no longo prazo, se alcançada a comercialidade, com o hidrogênio em veículos elétricos a célula combustível.”

Contribuição CBIE Advisory: Em relação ao tema, nós concordamos integralmente com o diagnóstico do PNE 2050 e com os caminhos sugeridos para transição energética. A contribuição está focada em especial na análise das recomendações.

1. **Promover sinergia de políticas públicas e desenhos de mercado associados:** a questão da frota de veículos e o papel de biocombustíveis no mercado brasileiro com as misturas E27 e B12-15 são exemplos de medidas de sustentabilidade que somente agora estão sendo estudadas para possível replicação ao redor do mundo, como os casos da Índia e da China, por exemplo. Exatamente em função dessa característica do mercado brasileiro que, no caso do etanol responde junto com os EUA por 85% das vendas globais, que políticas públicas de restrição de produção de veículos por combustíveis fósseis e futuramente da circulação não deveriam, a princípio, seguir a risca as datas-base que foram consideradas por países europeus, por exemplo, de 2030 e 2040, respectivamente (datas estas incluídas no PL 314/17) e deveriam se analisadas respeitando não

só as características do mercado brasileiro de veículos leves, mas em particular questões de renda, uma vez que a gama de veículos elétricos atualmente disponíveis no país possuem preços de entrada bastante superiores a carros movidos por combustíveis fósseis.

Figura 8 – EVs vendidos atualmente no Brasil (Anfavea)

Model	Price (R\$)	Price (US\$)*	Battery	Motor	Range
Jac iEV20	R\$ 129.900	\$30.565	41 kWh	68 hp	400 km
Renault Zoe	R\$ 149.990	\$35.292	22 kWh	92 hp	300 km
Caoa Chery Arrizo 5e	R\$ 159.900	\$37.624	53,3 kWh	122 hp	322 km
Jac iEV40	R\$ 169.900	\$39.976	40 kWh	115 hp	300 km
Chevrolet Bolt	R\$ 175.000	\$41.176	66 kWh	203 hp	416 km
Nissan Leaf	R\$ 195.000	\$45.882	40 kWh	150 hp	240 km
BMW i3	R\$ 205.509	\$48.355	42,2 kWh	170 hp	335 km
Jac iEV60	R\$ 219.900	\$51.741	63 kWh	150 hp	380 km
BYD e5	R\$ 230.000	\$54.118	47,5 kWh	217,5 hp	300 km
Jac iEV330P	R\$ 259.900	\$61.153	67 kWh	150 hp	320 km
Jaguar I-Pace	R\$ 437.000	\$102.824	90 kWh	400 hp	470 km
Audi e-tron	R\$ 459.990	\$108.233	95 kWh	408 hp	147 km
BMW i8 (Hybrid)	R\$ 649.950	\$152.929	96 kWh	374 hp	500 km/ 37km
Jac iEV 1200 (Truck)	R\$ 314.900	\$74.094	97 kWh	177 hp	200 km

Adicionalmente, a velocidade de penetração de VEs no país impactará as projeções de demanda de energia elétrica e número de postos de recarga que, segundo estudo da CPFL Energia, projeta-se alcançar 80 mil pontos de recarga vs. 200 pontos instalados atualmente até o final de 2030 (vs. 40.990 postos revendedores convencionais hoje em operação no país).

Com relação às descobertas de petróleo e gás natural no Pré-Sal e na bacia sedimentar Sergipe-Alagoas (SEAL), a EPE concluiu em recente nota técnica⁴ 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.

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

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

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%.

Portanto, a sinergia de política pública e em particular os desenhos de mercado precisam dar um tratamento particular a estes recursos quando do planejamento de sua monetização com sinalizações de demanda firme para que se atraia os investimentos necessários de infraestrutura de escoamento, processamento e posteriormente transporte e distribuição para atendimento do consumidor final brasileiro. O documento “Gás Para Desenvolvimento”⁵ demonstrou com clareza a importância de âncoras de demanda para o desenvolvimento da infraestrutura que permitirá a maior inserção do gás natural na matriz energética nacional.

2. *Desenvolver estratégias flexíveis para lidar com incertezas e baseadas nas vantagens competitivas do País, priorizando políticas sem arrependimento que evitem trancamento tecnológico: esse ponto em particular merece cautela.*

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 recente, 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).

Dessa forma, é importante que as decisões de disponibilização do gás natural – em especial para países de porte territorial extenso como o caso do Brasil – sejam tomadas respeitando a eficiência de modais de transporte, cuja matriz entre distância e tipo de carga estabelece, do ponto de vista de otimização de custo logístico:

- **Grandes distâncias e cargas de grande porte – modais ferroviários, aquaviários e dutoviários**
- **Pequenas distâncias e cargas leves ou de médio porte – modal rodoviário**

Dada a baixa capilaridade da malha de gasodutos do país, nosso entendimento é de que fomentar a ampliação da malha de transporte e distribuição de gás natural é condição sine qua non para alcançar os objetivos da política estabelecida pelo Novo Mercado de Gás (NMG).

3. *Articular as políticas energéticas com políticas de CT&I e educação, desenvolvimento de novas capacidades e vantagens competitivas: Neste item é fundamental que o Brasil desenvolva enfoque estratégico para projetos de P&D que possam adaptar os preceitos da Indústria 4.0 para a realidade sócio-econômica e regional do país.*

Temas como hibridização de usinas, eficiência e vida útil de baterias, configurações anodo-catódica alternativas de baterias, que possam conjugar atributos de resiliência e inércia (back up e atendimento de pico) em face de maior penetração de renováveis não convencionais com custos competitivos para a realidade brasileira são alguns exemplos de iniciativas de P&D.

5. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), “Gás para o desenvolvimento”, 2020.

3.2 Mudanças Climáticas

O tema mudanças climáticas traz maior complexidade no planejamento e operação de matrizes energéticas. Conforme aponta o documento, *“variações nos padrões de temperatura, precipitação, vento e insolação ao longo do território nacional, além dos possíveis danos ocasionados por eventos extremos, como secas, enchentes e furações, podem impactar a disponibilidade dos recursos renováveis e a oferta de energia”*.

Contribuição CBIE Advisory: Nesse escopo, é importante pontuar quais os efeitos verificados do aumento gradual de temperatura do planeta (aquecimento global) – que ocorre de maneira consistente desde 1978 – para o setor energético brasileiro.

Em especial, como discutido no capítulo 4, detalhar os efeitos na hidrologia, intensidade do vento e padrões de consumo, como o efeito de maior uso de ar condicionado no aumento da elasticidade consumo / PIB no país.

A condição de contorno deveria ser os usos múltiplos da água. A análise histórica de índices de pluviometria, Energia Natural Afluyente (ENA) e velocidade de recuperação de reservatórios têm mostrado gradual deteriorização da reserva girante do sistema elétrico. Portanto face à demanda crescente e aos efeitos do aquecimento global nas temperaturas médias verificadas no país, é importante que se planeje soluções de reservatório equivalente, como o caso das usinas termelétricas em complementaridade com a expansão renovável.

Em relação a adversidade climáticas, a análise de secas, incêndios antrópicos ou naturais e seus efeitos para o setor energético, bem como incidência de furacões criando distúrbios de rede de transmissão e subtransmissão devem nortear o planejamento da confiabilidade sistêmica, pois tais eventos têm se tornado mundialmente mais frequentes.

A política Nacional de Recursos Hídricos (PNRH) foi estabelecida por intermédio da Lei Federal #9.433/97 e definiu que a água é um bem de domínio público e recurso natural limitado, dotado de valor econômico. Em situações de escassez, o uso prioritário é para consumo humano e dessedentação de animais. A lei estabelece que a gestão de recursos hídricos deve proporcionar usos múltiplos das águas, incluindo-se a prevenção e defesa contra eventos hidrológicos (chuvas, secas e enchentes) sejam eles naturais ou decorrentes do mau uso dos recursos naturais.

Portanto, incluir no planejamento considerações sobre as mudanças de vazão dos rios ao longo dos anos e as necessidade de uso econômico da água para saneamento básico e irrigação, além da geração hidrelétrica deveria ser priorizado, inclusive para aferição e compartilhamento de custos sistêmicos.

O planejamento de longo prazo também não pode se faltar de estudar a evolução da velocidade de ventos com o passar dos anos e em comparação com o momento inicial que definiu o fator de geração das usinas em cada leilão com probabilidade de 90% (P90). O histórico de geração do Brasil e de países que adotaram a fonte a mais tempo – guardadas as devidas considerações de evolução tecnológica de altura e material de pás eólicas, capacidade de aerogerador entre outras – pode trazer importantes reflexões sobre comportamento de ventos tanto na dimensão intradiária quanto interanual. Essa análise traria também inputs relevantes no contexto da adoção de preços horários de energia a partir de Janeiro de 2021.

3.3 Descarbonização

O tema juntamente com a Descentralização e a Digitalização forma os 3 D's que vem concentrando a agenda de legisladores, reguladores e planejadores no que tange à evolução de matrizes energéticas. O esforço da descarbonização, conforme bem assinalado no documento, não estão dissociadas de trajetórias de atendimento de prioridades econômicas ou tampouco às potencialidades locais e seus contextos industriais.

Contribuição CBIE Advisory: O Brasil já é um exemplo a ser seguido tanto no setor elétrico quanto no mercado de combustíveis por seu grau de sustentabilidade ambiental e de controle de emissões de gases de efeito estufa (GEEs). As 10 cidades mais poluídas do mundo estão todas no continente asiático, sendo 6 na Índia, 3 no Paquistão e 1 na China. São Paulo ocupa a 1.210ª posição nesse ranking.

Logo, os esforços de descarbonização do país devem ser pautar em prover mecanismos de geração de receitas pela comercialização de créditos de carbono – como os CBIOs estabelecidos pela Política Nacional de Biocombustíveis (Renovabio) – e o cômputo desses créditos na análise de atributos de fontes quando do planejamento da matriz energética.

Como a matriz elétrica brasileira já é predominantemente renovável (80%), os esforços de descarbonização devem andar paripassu com a realidade econômica e regional do país, sob o risco de que o alto grau de sustentabilidade da matriz não se traduza em tarifas de energia elétrica competitivas para os consumidores finais, como ocorre atualmente.

3.4 Descentralização

Embora o conceito de descentralização seja auto-explicativo, suas implicações são bastante complexas. O documento dividiu as considerações em relação a Recursos Energéticos Distribuídos (RED), papel do consumidor e prosumidor e papel da distribuição e surgimento de novos agentes.

Contribuição CBIE Advisory: Quanto maior for a participação de recursos descentralizados ou distribuídos em detrimento ao Sistema Energético Nacional (SIN), maior a complexidade da operação integrada da rede. Em função disso, é importante que o planejamento também incorpore a descentralização com estratégias diferenciadas para, por exemplo, cada subsistema geoelétrico do Brasil.

Isso envolve a revisão da metodologia de leilões de contratação de energia para incorporar aspectos locais e uma melhor alocação dos custos sistêmicos para todos os consumidores finais, incluindo o mercado livre. O desenho da modernização do setor corretamente considera a introdução de formação de preço pelo mercado, como já ocorre no Chile, Colômbia, Peru e México. Não obstante, é importante ressaltar que preço da fonte é somente um atributo da oferta e o desenho da nova contratação precisa considerar os demais atributos (confiabilidade, potência, controle de frequência etc) para alcançar a almejada isonomia e neutralidade no tratamento das diversas fontes de energia do país.

Em relação aos Recursos Energéticos Distribuídos, a colocação da importância dos biocombustíveis – em especial o biogás e o biometano – é muito bem-vinda e precisa fazer parte do planejamento decenal na expansão indicativa da fonte.

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 e o percentual de 85% atribuído às fontes solares. Ao nosso ver, essa configuração está considerando de forma exacerbada e isolada o atributo preço na expansão indicativa 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.

No que tange ao papel do consumidor e do prossumidor, a relevância das atuações só será passível de ser dimensionada adequadamente se houver, o quanto antes, um aumento significativo no volume de investimentos de digitalização e tecnologia de informação por parte das distribuidoras, sob o risco de que esse processo continue somente no plano teórico. Sendo assim, convém explicar à sociedade que a transição para o empoderamento do consumidor e da figura do prossumidor não virá livre de custos e como estes serão alocados no sistema é papel do regulador e planejador.

As externalidades positivas dessa atuação para otimização do sistema, do ponto de vista de carga, atendimento de pico, e inteligência de rede são inequívocas, mas o Brasil ainda está atrasado no volume de investimentos para se alcança-las.

Com relação à revisão do papel da distribuição e possível separação das atividades de distribuição da comercialização, não vemos grandes problemas estruturais.

Tirar o componente volumétrico da equação de geração de receita das distribuidoras aproximando-se do modelo de transmissão – em que se pesem as diferenças de intensidade de capital de cada atividade regulada – traria maior previsibilidade de geração de caixa das distribuidoras e permitiria a manutenção de um grau de alavancagem maior do que o atual, aproximando-se das referências típicas para transmissoras. No longo prazo, equivaleria a dizer que a aproximação da atividade no que tange ao aluguel do fio – atividade correlata à transmissão – permitiria que as empresas trabalhassem com níveis de alavancagem 1,0 a 1,5x maior e abrindo espaço no balanço para financiamento com recursos próprios e de terceiros para investimentos em modernização, inovação e tecnologia próprios do conceito de Indústria 4.0 para garantia e expansão da qualidade do serviço.

A tarifa binômia facilita o processo de ajuste do reconhecimento da geração de receitas entre a distribuidora e a comercializadora.

Porém, não se pode prescindir da atividade de distribuição. Descentralização de rede só é possível economicamente pela existência de rede. Basta ver a diferença de referência econômica (CME) para atendimento de sistemas isolados. Logo, a manutenção do pagamento – dissociado do componente volumétrico – pela manutenção e operação da rede (via TUSD) é fundamental para equilíbrio econômico-financeiro da prestação do serviço público.

Em relação a possibilidades de atualização de sistemáticas de leilões existem vários exemplos. O mais recente, o Mexicano pós sua reforma energética aprovada em 2013 introduziu 3 tipos de produtos em leilões de energia nova (a partir de 2015) para desenvolvimento de nova capacidade de geração (no país atualmente 85% da geração pertence à empresa estatal CFE):

- Produto Energia
- Produto Potência ou Disponibilidade
- Produto Certificado de Energia Limpa

Portanto gerando-se três linhas independentes de geração de receita dependendo da natureza da fonte de energia em questão com financiabilidade equivalente.

O setor elétrico Colombiano, cujo arcabouço regulatório remonta a 1994, introduziu em 1996 o Encargo de Capacidade, com o objetivo de remunerar investimentos para aumentar a capacidade de geração de energia para atender demanda pico ou situações pré-acionamento. Dessa forma, via um pagamento fixo cobrado de todos os consumidores, as geradoras adquiriram uma geração de caixa estável para financiar seus projetos de expansão com o objetivo de proporcionar ao sistema Ofertas de Energia Firme (ENFICs ou OEFs) que são negociadas de maneira bilateral com outras empresas ou comercializadas no mercado primário e secundário de energia. O Encargo de Capacidade permaneceu vigente até 2006 quando se tornou Encargo de Confiabilidade também com duração projetada à época de 10 anos (2016). A Câmara de Comercialização Colombiana atua sob a lógica de clearing e como bolsas de valores em que se providenciam sinalização de preços e a possibilidade de hedge de contratação (posições short e long de energia) para garantir o suprimento.

Em todos os países (Colômbia, Mexico, Peru e Chile) a formação de preços se dá por oferta pelo mercado livre na lógica de custo marginal por fonte.

3.5 Comportamento do Consumidor de Energia

A seção sobre o comportamento do consumidor de energia está alinhada com as discussões sobre Internet das Coisas (IoT), digitalização, cidades inteligentes e big data. Como escopo principal, o avanço de investimentos de digitalização para capturar em tempo real informações sobre padrões de consumo proporcionará novos produtos e serviços a serem oferecidos, bem como alcançar os objetivos de eficiência energética.

Portanto estudar o comportamento do consumidor é papel fundamental no âmbito do planejamento energético.

Contribuição CBIE Advisory: como discutido ao longo deste documento, as análises do comportamento do consumidor não podem prescindir do contexto de renda da população brasileira, com base por exemplo na Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD) do IBGE. É inegável o avanço da geração distribuída no país permitindo-se até considerações sobre desconexão total da rede de distribuição, porém tornar-se um consumidor off-grid custa caro e não condiz com o perfil da grande maioria dos consumidores brasileiros.

A instalação de painéis fotovoltaicos para aquecimento de chuveiros em edificações ou para cobrir necessidades energéticas de consumidores só permite – na ausência de sistemas de baterias acoplados – fornecer energia durante o dia. O custo de instalação de um sistema completo que envolve armazenamento alcança até R\$200 a 250mil por domicílio, o que se mostra não coerente com boa parte do perfil de renda dos quase 85 milhões de consumidores de energia do país.

A possibilidade de portabilidade de provedor de eletricidade – análogo ao que ocorre no setor regulado de telefonia e no setor competitivo de distribuição de GLP – é bem-vinda, mas deve ser precedida de análises de impacto regulatório (AIRs) para evitar distorções e/ou indevidas arbitragens, como bem assinalado pelo PNE 2050.

Em relação ao comportamento do consumidor, em que se pese as evoluções tecnológicas atrás e a frente do medidor, o parâmetro de consumo per capita do Brasil ainda está longe de padrões de consumo de países desenvolvidos e, em particular, as mudanças e adversidades climáticas e aumento gradual de temperatura vem motivando a aquisição de eletrodomésticos de linha branca e um expressivo incremento no uso de ar condicionado. Fenômeno que continuará a crescer e impactando os padrões de consumo brasileiro em especial quando da retomada da atividade econômica no país no pós-pandemia.

Portanto as pesquisas precisam avaliar o perfil de renda e as condições climáticas para aferir de maneira mais assertiva o comportamento do consumidor no médio e longo prazo.

A recomendação de estudo de previsão de carga é relevante, mas em especial deve-se considerar as soluções de back-up, armazenamento e atendimento de pico condicionadas à realidade de renda nacional, portanto evitando-se, por exemplo, desconsiderar o papel de armazenamento / reservatório equivalente de termelétricas flexíveis e inflexíveis em detrimento a adoção de baterias cujo atual estado tecnológico – tanto do ponto de vista de horas de armazenamento, quanto de vida útil e descarte do equipamento – ainda não alcançaram a economicidade para implantação em maior escala no país.

No caso do aprimoramento de marcos regulatórios e desenhos de mercado de energia, os comentários sobre políticas de incentivo e desincentivo do uso de fontes é válido, desde que se considere todos os atributos das fontes para apurar os custos sistêmicos e, em particular, características regionais e sócio-econômicas para evitar decisões que possam fazer sentido para determinadas regiões do país, mas que não guardem coerência estratégica e de política industrial com outras regiões. A adequada sinalização de preços e sua formação por oferta com base nos consumidores livres – em linha com melhores práticas regionais e internacionais – não pode ser feita sem uma correta precificação de todos os atributos que cada fonte possui, sob o risco do atributo preço ser invariavelmente priorizado sem que haja relação direta com as consequências para o custo de operação do sistema, que é rateado por todos os consumidores do país.

Aspectos regionais como as minas de carvão do sul, as reservas de gás onshore do Amazonas, Parnaíba, Recôncavo Baiano e demais bacias sedimentares do país, além do perfil de produção de biomassa de cana de açúcar (2/3 no Sudeste e 1/3 no Nordeste) e mapa de produção de biogás por resíduos agroindustriais, lixo ou florestas são fatores locais que devem ser devidamente considerados no planejamento da matriz energética. O planejamento alcançaria maior coerência econômica se fosse realizado em sintonia com políticas de industrialização e de desenvolvimento regional, que envolvem tanto os aspectos sociais quanto econômicos, com a sustentabilidade ambiental como pano de fundo.

4. Fontes e Tecnologias

No capítulos sobre fontes e tecnologias apresentamos nossas contribuições para cada uma delas e inicialmente considerações gerais sobre o modelo de decisão de investimentos adotado pela EPE para definição de expansão ótima do sistema sob a égide da minimização do custo esperado total.

Contribuição CBIE Advisory: O modelo de decisão de investimento (MDI) da EPE segue a lógica de modelos econômicos financeiros de cálculo de custo marginal por fonte, replicando-se a metodologia de estabelecimento de Levelized Cost of Electricity (LCOE) utilizada globalmente. Com relação às premissas, o modelo assume uma taxa de desconto de 8% e referências de capex e prazo de implementação por fonte, incluindo-se premissas de alavancagem com estrutura de capital típica 60%/40% dívida / capital próprio. Embora possa se discutir premissas para cada caso, o modelo é bem fundamentado para estabelecimento do custo de desenvolvimento de energia por fonte.

Todavia, o modelo não captura os efeitos sistêmicos, ou atributos de cada fonte para além do preço de desenvolvimento. E essas considerações são relevantes em especial devido ao perfil da matriz elétrica brasileira cujo o percentual de fontes intermitentes não despacháveis é crescente no horizonte de análise. Analogamente, respeitando-se os princípios de isonomia, as referências de desenvolvimento de fontes fósseis / emissoras de GEE precisa refletir esse custo na sua análise. Por fim, como bem aponta o processo de modernização do setor elétrico, para que se caminhe para uma formação de preços por oferta pelo mercado é imprescindível a gradual eliminação de subsídios das fontes.

Sem uma análise mais aprofundada dos custos e atributos de cada fontes para o sistema, o planejamento invariavelmente vai concentrar a expansão em fontes mais econômicas como solar e eólica que também se destacam pela aspecto ambiental no contexto de combate ao aquecimento global.

Portanto, para que o processo seja aprimorado sugere-se estudos de confiabilidade do sistema elétrico, aprimoramentos das ferramentas de modelagem para maior captura de reflexos sistêmicos, bem como considerações sobre emissões e uso múltiplo da água.

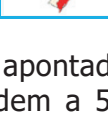
4.1 Hidreletricidade

O PNE considerou como potencial hidrelétrico brasileiro o total de 176 GW, dos quais 108 GW em operação (incluindo PCHs) e 68 GW inventariado. A maior parte do potencial inventariado se concentra nas regiões hidrográficas Amazônica e do Tocantins-Araguaia.

É importante retomar alguns pontos básicos em relação a hidrografia brasileira. O Brasil é terceiro maior país do mundo do ponto de vista de potencial hidrelétrico, ficando atrás somente dos EUA e do Canadá. Em relação ao território brasileiro, ele se divide entre regiões de planalto (5.000.000 km²) e de planície (3.000.000 km²). Os rios também se caracterizam por serem de planalto ou de planície e, regra geral, rios de planalto são os mais propícios para aproveitamento hidrelétrico e menos para navegação em função de seu nível de declividade e quedas d'água, enquanto os rios de planície – o maior deles o rio Amazonas cuja declividade em território brasileiro alcança somente 60 metros – são mais propícios para navegação e menos para potencial hidrelétrico.

Os grandes potenciais hidrelétricos oriundos de rios de planalto, boa parte deles nascidos no planalto central, já foram aproveitados no Brasil via construção de usinas com reservatórios de acumulação a partir da década de 40, de maneira que o potencial remanescente, como apontado pelo PNE 2050, está concentrado em bacias que seja do ponto de vista topográfico, hidrológico ou sócio-ambiental previne construção de usinas com reservatórios de acumulação, portanto tendo-se privilegiado o desenvolvimento de usinas a fio d'água com turbinas bulbo que utilizam da própria força motriz dos rios para gerar energia e, dessa forma possuem um perfil de não armazenamento e geração de energia concentrada no período de cheias ou úmido que ocorre entre os meses de Novembro a Abril.

Figura 9 – 12 Regiões Hidrográficas Brasileiras (ANA)

Mapa	Região hidrográfica	Unidades Federativas	Área total	% Brasil	Bacias principais	Principais rios
	Amazônica	AC, AM, RR, RO, MT, PA e AP	3.800.000 km²	44,63%	Bacias do rio Amazonas e costeiras da Ilha de Marajó e do Amapá	Amazonas, Negro, Solimões e Purus
	Tocantins-Araguaia	GO, MT, TO, MA, PA e DF	967.059 km²	11,36%	Bacia do rio Tocantins	Tocantins, Araguaia, Vermelho, Itacaiunas e Crixá-Açú
	Atlântico Nordeste Ocidental	MA e PA	254.100 km²	2,98%	Bacias costeiras das baías de São José e São Marcos	Gurupi, Turiaçu, Pericumã e Mearim
	Parnaíba	PI, MA e CE	344.112 km²	4,04%	Bacia do rio Parnaíba	Parnaíba, Balsas, Gurgueia e Uruçuí-Preto
	Atlântico Nordeste Oriental	CE, RN, PB, PE e AL	287.348 km²	3,37%	Bacias costeiras do Jaguaribe, Piranhas-Açu, Taperoá-Paraíba e Beberibe-Capibaribe	Jaguaribe, Piranhas-Açu, Paraíba Salgado, Capibaribe, Banabuiú e Cariús
	São Francisco	SE, AL, PE, BA, GO, MG e DF	640.000 km²	7,52%	Bacia do rio São Francisco	São Francisco, das Velhas, Abaeté e Carinhanha
	Atlântico Leste	SE, BA, MG e ES	374.677 km²	4,40%	Bacia dos rios de Contas, Jequitinhonha, Mucuri, Paraguaçu, São Mateus	De Contas, Jequitinhonha, Mucuri, Paraguaçu, Pardo e São Mateus
	Atlântico Sudeste	ES, MG, RJ, SP e PR	229.972 km²	2,70%	Bacias costeiras do Doce, Ribeira, Paraíba do Sul	Doce, Paraíba do Sul, Ribeira de Iguape
	Paraná	MG, GO, MS, SP, PR, SC e DF	879.860 km²	10,33%	Sub-bacia do rio Paraná em território brasileiro	Paraná, Paranaíba, Tietê e Iguaçu
	Paraguai	MT e MS	363.442 km²	4,27%	Sub-bacia do rio Paraguai em território brasileiro	Paraguai, Miranda, Cuiabá e São Lourenço
	Uruguai	RS e SC	174.612 km²	2,05%	Sub-bacia do rio Uruguai em território brasileiro	Uruguai, Chapecó, Passo Fundo, do Peixe e da Várzea
	Atlântico Sul	SP, PR, SC e RS	185.856 km²	2,18%	Bacias do Lago Guaíba, Lagoa dos Patos, Itajaí	Itajaí, Jacuí

Conforme apontado na figura 9, o potencial remanescente nas bacias amazônicas e do Tocantins-Araguaia correspondem a 56% do território brasileiro. Com relação a bacia amazônica, cumpre-se destacar que atualmente 87% da região se constitui de áreas protegidas e, no caso da bacia do Tocantins-Araguaia ela localiza-se no bioma Cerrado em que se destaca o uso crescente de irrigação para cultivo agrícola, o que merece devida atenção dado o contexto de usos múltiplos da água.

Do potencial inventariado de 68 GW, 52 GW correspondem a hidrelétricas e 16 GW de PCHs. Em relação aos 52 GW somente 23% (ou 12 GW) não possui algum tipo de sobreposição com áreas legamente protegidas do território nacional, como terras indígenas (TI) ou quilombolas (TQ), além de unidades de conservação (UC).

Dessa forma, é importante que as considerações sobre a expansão hidrelétrica além de refletir, como bem apontou o PNE 2050, as questões socio-ambientais levem em consideração que o perfil da geração hidrelétrica se alterará com redução crescente da reserva girante do sistema, mesmo antes de se considerar estudos sobre efeitos de mudanças / adversidades climáticas nas vazões das principais bacias brasileiras no médio e longo prazo.

O documento também aponta um potencial de cerca de 50 GW de repotenciação de usinas distribuídos em 51 usinas em todos os subsistemas. Ainda que a avaliação e consideração desse potencial seja oportuno dada a relevância e competitividade da fonte hidrelétrica no país, é importante que os estudos sejam feitos de maneira a atualizar a garantia física das usinas existentes e se haveria produção de energia firme adicional ou, majoritariamente, somente ganhos de potência.

O documento considerou uma capacidade potencial hidrelétrica entre 112 GW e 141 GW em 2050 vs. 74 GW em 2015, de maneira que a participação da fonte na matriz passaria de 63% para 25 a 33% até o final de 2050.

Figura 10 – Expansão Estudada de Geração – GW (PNE 2050)

Fontes	2015A		2050E			
	GW	%	Estagnação		Desafio Expansão	
			GW	%	GW	%
Hidrelétricas	74,0	63,2%	112,0	33,3%	141,0	24,8%
PCHs	5,4	4,6%	14,0	4,2%	16,0	2,8%
Éólicas	7,0	6,0%	109,0	32,4%	194,0	34,1%
Solares	0	0,0%	27,0	8,0%	91,0	16,0%
Biomassa	11,0	9,4%	24,0	7,1%	29,0	5,1%
Nuclear	2	1,7%	8,0	2,4%	10,0	1,8%
Gás Natural	12,0	10,3%	28,0	8,3%	33,0	5,8%
Outras	5,6	4,8%	5,6	1,7%	5,6	1,0%
Total centralizada	117,0	100,0%	327,6	97,5%	519,6	91,2%
GD (85% solar)	0,0	0,0%	8,4	2,5%	49,9	8,8%
Total	117,0	100,0%	336,0	100,0%	569,5	100,0%

Como apontado ao longo do documento, recomenda-se um estudo atualizado das hidrelétricas em operação com vistas a atualização de garantia física, apuração de efeitos de mudanças climáticas na velocidade de recomposição de armazenamento, reserva girante atual, espaço de repotenciação e considerações sobre usos múltiplos da água em especial nas regiões cujas atividades de irrigação e dessedentação de animais vem crescendo de maneira significativa desde a década de 90 até o presente.

4.2 Energia Eólica

A fonte eólica é a que apresenta a mais significativa expansão no PNE 2050, mérito da evolução tecnológica no que tange à altura, dimensão e material das pás, capacidade dos aerogeradores e, em particular no Brasil, uma incidência de ventos constantes que permitem fatores de disponibilidade ímpares no mundo.

A maior inserção da energia eólica na matriz brasileira, além de seus atributos ambientais / característica renovável, vem cumprindo também um importante papel de desenvolvimento regional, uma vez que 85% do potencial eólico brasileiro se encontra na região nordeste, o que vem dinamizando a geração de emprego e renda na região.

Não obstante as vantagens e a maior economicidade da fonte – que do ponto de vista de LCOE configura-se como a mais competitiva junto com a solar – alguns desafios estão presentes para a contínua expansão da fonte. Em particular, do ponto de vista global, a falta de disponibilidade de terras o que, dentre outros fatores, levou ao desenvolvimento da geração eólica offshore e, no caso brasileiro, os desafios logísticos de transporte de equipamentos dadas as suas dimensões e considerando o estado de algumas rodovias no território nacional.

Do ponto de vista operacional, a geração eólica possui natureza intermitente e com alta variabilidade de despacho as vezes intradiária ou intermensal. A despeito dos recordes de geração instantânea da fonte quase alcançando 11.000 MW médios, entre os meses de Abril e Maio de 2020 houve oscilações significativas, com redução para até 85 MW médios, o que traz complexidade para a operação do sistema de transmissão.

Pensando de maneira holística e considerando todos os fatores mencionados anteriormente, nós acreditamos que há espaço para revisar a expansão eólica e solar no PNE 2050 para acomodar uma maior penetração de fontes despacháveis, como o caso das termelétricas a gás natural.

De acordo com o PNE 2050, projeta-se que a fonte eólica pode alcançar entre 109 GW e 194 GW de potência instalada até 2050 versus 7 GW em 2015, o que representaria de 32% a 34% da matriz indicativa ao final do período. O percentual em si não é um problema, mas a expansão precisa ser contraposta à redução da reserva girante do sistema e maior penetração de fontes intermitentes do ponto de vista de confiabilidade e segurança do atendimento doméstico.

Essa questão pode ser exemplificada, ainda que não de maneira restrita, pela evolução da matriz elétrica da China na última década. O país de maior população do mundo (1,43 bilhão) possuía no início dos anos 2000 um percentual de 70% de sua matriz por fontes a carvão. Dado níveis preocupantes de poluição atmosférica em cidades como Beijing – que constantemente requeriram a pulverização de elementos químicos na atmosfera para melhorar a qualidade do ar – a China passou a implementar uma política de maior inserção de renováveis em sua matriz para reduzir a dependência do carvão.

Nos últimos 15 anos, o país desenvolveu cerca de 410 GW de capacidade eólica e solar que alcançaram um percentual de aprox. 20% da matriz de 2,010 GW, de maneira que a parcela relativa do carvão reduziu-se de 70% para 52% no período. Não obstante os compromissos de continuar com a expansão renovável e dada a predominância da China na indústria de equipamentos solares e eólicos (no último caso juntamente com a Europa), o país se viu com a necessidade de aumentar as fontes despacháveis para continuar sua expansão mantendo-se a despachabilidade e confiabilidade do sistema.

Dessa forma, nos últimos 5 anos, a China passou a estimular a construção de usinas termelétricas a gás natural com o objetivo que a fonte alcance um patamar de 15% da matriz vs. os 6% atuais e aumentou em 2019 a capacidade instalada a carvão em 46,5 GW, de maneira que as fontes térmicas / fósseis totalizaram 1.200 GW ao final do ano (59,7% da matriz).

A possibilidade de repotenciação de usinas eólicas existentes no Brasil é bem-vinda devido à evolução tecnológica e seria uma opção de baixo custo para os empreendedores e, consequentemente para o sistema.

Um ponto que faltou ser considerado no PNE 2050 é a questão da perda de eficiência da geração eólica com o passar dos anos vs. o cenário inicial no leilão em que se define o load factor da fonte em simulações e medições de vento com probabilidade de 90% (P90) para todo o período do PPA. O parque brasileiro no primeiro ciclo de leilões de eólica (2009 -2013) declarou um load factor médio nos leilões entre 42 e 46%, porém nos primeiros anos de funcionamento dos parques o percentual medido situou entre 40 e 42%.

Com o avanço tecnológico e aumento da altura das torres e pás, o load factor nos leilões da segunda fase de desenvolvimento (2014-2018) alcançou patamares declarados de 46% a 50% e situações até de 55%, sem precedentes no mundo.

O Brasil sim é muito privilegiado, mas um estudo da evolução do load factor ao longo do tempo é fundamental e existe ampla documentação internacional neste sentido. Na Europa, por exemplo, o load factor médio de eólicas ao longo do tempo alcançou reduções de até 400 a 600 bps, o que se não podem ser extrapolados diretamente ao Brasil ao menos precisam ser considerados no planejamento com base no acompanhamento da operação brasileira.

Empresas recorrentemente marcam a mercado o load factor de seus parques eólicos e divulgam os impactos nas demonstrações de resultados, mas não vimos ainda nenhum estudo que incorporasse tendências no planejamento.

4.3 Energia Solar

A fonte solar fica em segundo lugar na expansão indicativa do PNE 2050 perdendo somente para a fonte eólica. Em geração centralizada projeta-se de 27 GW a 91 GW de capacidade até 2050 (vs. zero em 2015) e na distribuída, de 7 GW a 42 GW.

Seja na geração centralizada ou na distribuída, a geração solar tem alcançado um protagonismo mundial fruto da evolução tecnológica no que tange aos materiais e dimensões de painéis fotovoltaicos, bem como na evolução da estrutura (de fixa para rastreador em eixo). Outros fatores que corroboram para a economicidade da fonte, além dos atributos ambientais, é o exíguo prazo de construção (de 6 a 12 meses), margem de EBITDA típicas de empresas de transmissão (80-90%) em função de baixos custos de O&M e existência de linhas de financiamento que permitem cobrir até 90% do capex de construção das usinas.

A primeira geração de usinas solares possuía load factors médio de 14 a 18%, porém com avanços tecnológicos e uma sobreoferta de policilício na última década, os fatores de disponibilidade foram aumentando para patamares de 25 a 35%, bem como a redução do LCOE que hoje já se situam na faixa de US\$20-30/MWh. O capex solar sofreu redução nos últimos 5 anos para patamares de US\$1,0 milhão por MWp (com situações de demanda de equipamentos podendo levar a patamares de US\$1,1 a 1,2 milhão) e projeta-se redução para níveis de US\$600-900mil/MWp na próxima década.

Um ponto que deveria ser levado em conta no planejamento de médio e longo prazo é o decaimento natural da eficiência de painéis fotovoltaicos ao longo do tempo. Normalmente, os epcistas consideram nos projetos um fator de decaimento anual da ordem de 0,3% a 0,4% a.a. que, no horizonte de PPA de 20 anos equivale a uma redução de 6 a 8% no load factor da planta.

Portanto seria oportuno que o planejamento considerasse esses impactos no desenho da matriz, do ponto de vista de evolução de energia firme disponível para o sistema elétrico brasileiro.

Adicionalmente, não existe sol de noite. Países com maior índice de insolação possuem 11 a 12 horas de sol por dia, variando-se de intensidade em função das estações e da presença ou não de nuvens / bloqueadores intradiários.

Sendo assim, além da complementaridade da fonte solar com a eólica e ambas com a hidrelétrica é importante que estudos sobre hibridização de usinas envolvendo a tecnologia de baterias sejam aprofundados, com o pano de fundo sempre da aplicabilidade à realidade econômica do Brasil.

Na geração distribuída, a preponderância da fonte (85%) deveria ser revisitada face ao potencial do biogás nacional e os atributos que a fonte poderá trazer para a resiliência do sistema, além da redução de gases de efeito estufa e emissão de partículas com a troca de veículos e máquinas para uso do biometano.

e da eficiência ambiental e econômica de produção agropecuária com o “fechamento do ciclo” que o investimento em biogás proporciona.

Reduzir mesmo que parcialmente a expansão projetada da fonte solar na geração distribuída é exemplo de pensamento integrado do setor elétrico com o de gás natural e, neste caso em particular com o agronegócio, transporte de pequena e média distância e de biocombustíveis.

4.4 Bioenergia

O documento destaca a liderança do Brasil no segmento de biocombustíveis e de pluralidade de fontes de biomassa. O país responde juntamente com os EUA por 85% da produção de etanol global e a biomassa alcança 8,5% da matriz elétrica brasileira e supera 23% no setor de transportes, representando parcela superior a 30% da demanda energética do Brasil (2018).

Do ponto de vista do setor elétrico, nós achamos que a vocação do país para a produção de biomassa e seu papel renovável despachável está refletido de maneira muito tímida na projeção da matriz energética de 2050. Segundo documento, espera-se um incremento de somente 16 GW de capacidade nos próximos 35 anos e de 21 GW no cenário upper bound do desafio da expansão.

Em nossa opinião, essa projeção não leva em consideração todos os atributos que a fonte pode trazer do ponto de vista de despachabilidade, bem como no caso da produção do biogás, os subprodutos que otimizam tanto do ponto de vista ambiental quanto do ponto de vista econômico a produção agropecuária brasileira.

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.

Portanto seja no setor elétrico ou no de biocombustíveis, o planejamento deveria desenvolver estudos integrados com o MAPA, Embrapa, agricultores e pecuaristas para melhor refletir esse potencial na matriz energética brasileira.

Somente o potencial de geração de energia por biogás oriundo da produção agropecuária poderia alcançar 140 milhões de m³/dia no futuro, o equivalente a 22 GW de potência. A esse potencial ainda precisa ser adicionado o potencial de geração de energia por aterros sanitários e demais fontes geradoras de biogás.

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. Tanto o bagaço da cana, quanto o biogás são fontes limpas e despacháveis e de CVU nulo.

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

A utilização do biometano para troca de motorização de veículos leves e pesados foi pouco explorada economicamente pelo documento. O investimento para troca de motores a diesel – cujo litro custa R\$3,40

– para gás comprimido via biometano é baixo e reduziria o custo do combustível em até 65%, além de reduzir emissões de GEE.

No caso de veículos de grande porte, como caminhões, a substituição de motores a diesel por GNL – de melhor autonomia para grandes distâncias – custa US\$10mil por caminhão e o uso de GNL permite rodar até 1.700km por tanque vs. 800 a 900km no caso do diesel e 250-350km no caso do biometano, além de contribuir com redução de partículas do ar e emissão de GEE.

4.5 Energia Nuclear

Após o hiato de desenvolvimento da energia nuclear pós desastres da década de 80 e, mais recentemente Fukushima no Japão, a fonte voltou a ser analisada – em especial em modularidade menor (SMRs) por combinar despachabilidade e alto fator de disponibilidade (90%) e ser uma fonte não emissora de GEE, assim como as renováveis. Não obstante, as exigências de armazenamento e descarte dos resíduos, bem como as implicações do incidente de Fukushima e dos fenômenos de mudança / adversidade climática trouxeram maiores condicionantes que traduziram em maior tempo de construção de novas usinas.

No passado, uma usina nuclear poderia se construída entre 4 a 6 anos, porém pós Fukushima o prazo tem permanecido no upper limit desse range. O que, do ponto de vista brasileiro, transforma esse investimento em projeto de estado e não de governo.

O Brasil conta com duas usinas nucleares em operação (Angra 1 e 2) com capacidade combinada de 1.990 MW e deve retomar a construção de Angra 3 (1.405 MW) no ano que vem. Além destas, projeta-se no PNE 2050 que a capacidade atinja de 8 a 10 GW até 2050.

Do ponto de vista da fonte e pensando de maneira holística, é salutar que o país retome seu programa nuclear, uma vez que domina o ciclo do urânio e possui a quinta maior reserva mundial. Além disso, aplicações adicionais – como destacadas no documento – são bem-vindas nos ramos da medicina, controle de pragas, defesa etc.

Não obstante, há de se considerar o custo de desenvolvimento da fonte em relação a outras fontes despacháveis. Embora do ponto de vista ambiental, a usina nuclear é mais limpa do que carvão e gás natural (só perdendo na realidade para hidreletricidade), é importante destacar que o capex para construir uma usina é cerca de US\$4 milhões por MW, comparado com US\$2,0-2,2 milhões no caso do carvão mineral e US\$1,0 a 1,25 milhões para térmicas movidas a gás natural (ciclo combinado). Logo, do ponto de vista social, o custo marginal da fonte segundo nossos modelos alcança R\$453,86/MWh ficando no espectro superior do custo marginal de expansão do sistema, dada sua expansão indicativa.

A sensibilidade de redução de capex e opex não trouxe elementos concretos pra suportar o cenário de diminuição de 45% a 50% nos custos de desenvolvimento da fonte, portanto não achamos que a sinalização de potencial de até 23 GW de potência instalada em 2050 seja crível. Exercitar redução de capex poderia ser feito com todas as fontes, mas desde que amparadas em fundamentos econômicos.

4.6 Carvão Mineral

O carvão mineral responde atualmente por cerca de 38% da matriz elétrica global, percentual este inalterado desde 1998. Não obstante, conforme discutido no documento World Energy Outlook 2020 (WEO 2020) da IEA, projeta-se uma redução relativa de fonte até 2040 para 20% da matriz mundial, o que configuraria-se segundo o documento a menor participação desde a Revolução Industrial.

Dada as características da fonte, o PNE 2050 foi muito salutar em ter um tratamento específico que envolve discussões sobre política industrial / pública e, do ponto de vista de emissões, um trabalho para

estimular que a possível adoção de nova capacidade movida a carvão em especial na região sul do país seja desenvolvida desde que paralelamente às tecnologias de captura e armazenamento de CO² (da sigla em inglês CCS ou CCU).

De fato, organizações multilaterais como o Banco Mundial ou FMI já restringem financiamentos para este tipo de fonte, embora reconheça-se que as plantas super técnicas ou ultra-super técnicas possuam volumes de emissão similares ou mesmo inferiores a termelétricas a gás natural. Todavia, o custo de desenvolvimento, bem como o prazo, do ponto de vista econômico ainda não deslocam a última na fronteira de LCOE.

O Plano Decenal de Energia (PDE) considera a retirada de 934 MW médios de plantas à carvão até o final do decênio e, de acordo com o PNE, estimula-se a modernização de usinas remanescentes para que contribuam com os esforços de combate ao aquecimento global.

Como mencionado anteriormente, a visão para o papel do carvão na geração termelétrica brasileira deve ser analisado, porém concomitantemente com esforços de P&D para aprimoramento das tecnologias de CCUs, bem como respeitando-se a vocação da região sul e a necessidade de inércia / resiliência do subsistema elétrico. Dessa forma, sempre com o pano de fundo de sustentabilidade ambiental, mas também não se esquecendo do S de social possibilitar estratégias locais que permitam o aproveitamento da fonte da maneira mais sustentável possível.

Em relação à importação de carvão, não se espera estímulos para construção de novas usinas com carvão importado no horizonte de planejamento de médio e longo prazo.

4.7 Potência Complementar

O PNE introduziu discussão sobre atendimento de demanda máxima ou pico via potência complementar. Dentre as tecnologias consideradas destacou-se as usinas termelétricas flexíveis (em particular as termelétricas a ciclo aberto movidas a gás natural), bem como a repotenciação ou instalação de unidades geradoras adicionais em hidrelétricas existentes, usinas hidrelétricas reversíveis e armazenamento químico de energia (baterias).

Como relação ao potencial de repotenciação – apontado no relatório com até 50 GW – ele é conhecido e está relacionado ao processo de construção das usinas hidrelétricas com reservatório de acumulação em que sempre se considerou a instalação de turbinas spare na razão de 20%. Porém, como já apontado por estudos e pelo próprio PNE 2050, o aumento da capacidade de potência por essas turbinas adicionais das hidrelétricas existentes não se traduziria em aumento de energia firme / garantia física, portanto sendo mais uma alternativa de atendimento de potência ou serviço ancilar do que aumento de capacidade de reserva girante do sistema. Pelo contrário, um estudo atualizado das vazões e assoreamento de reservatórios, bem como dos efeitos das mudanças climáticas seria fundamental para atualizar a garantia física das usinas e evitar desvios de projeções nos modelos de oferta e demanda.

A instalação de unidades adicionais em hidrelétricas é oportuna e os estudos precisam ser aprofundados. Atualmente existem aproximadamente 1.314 MW (1,3 GW) de capacidade instalada de FSPV (Floating Solar PhotoVoltaics) no mundo, dos quais 960 MW na China e praticamente a totalidade da capacidade se somamos Japão, Coreia do Sul, Tailândia e outros países do sudeste asiático. A maior capacidade adicionada em uma planta foi 120 MW e ocorreu na China em abril de 2020. Na Europa, a maior capacidade atual é de 17 MW, mas uma planta em construção na Noruega de 27 MW deve entrar em operação até final de 2020.

Em linhas gerais, os custos para desenvolver FSPV oscilam entre US\$725k até US\$1,200k por MWp. Referência de margem EBITDA nunca foge de 80-90% e tempo de construção depende das características do site. Referências de capex para FSPVs costumam ser 10-15% superiores a UFV tradicionais, com LCOE (Levelized Cost of Electricity) entre US\$33-54/MWh.

Dado estágio inicial de desenvolvimento da fonte, fatores próprios do local de instalação fazem uma diferença grande no capex total. Por exemplo, o tipo de ancoragem da plataforma flutuante a depender do fluxo de queda de volume de água do reservatório, velocidade de vento, pode interferir consideravelmente no capex total. O tipo de plataforma flutuante (usando PET, madeira ou outros materiais) também interfere no capex.

Atualmente existem projetos pilotos como o caso da represa Bilings em São Paulo de adoção dessa tecnologia.

Usinas hidrelétricas reversíveis são conhecidas e a primeira do mundo foi construída no Brasil (Henry Borden). Avaliar o potencial é oportuno.

Com relação ao armazenamento por baterias, é importante mencionar que baterias não produzem energia fime. Portanto são mecanismos de armazenamento que pode ser utilizadas em estratégias de otimização de load factor de usinas solares e eólicas (hibridização), bem como para substituir por exemplo o uso de geradores a diesel para atendimento de pico ou intermitências. Porém, em que se pese a evolução da tecnologia de baterias e a sinalização de LCOE por parte da Tesla já de US\$100/MWh, do ponto de vista de quantidade de horas de armazenamento e vida útil, as baterias ainda não conseguem competir com geradores a gás natural ou térmicas despacháveis do ponto de vista econômico.

Mesmo soluções ao consumidor entre US\$380 – 450/MWh ainda não competem economicamente com térmicas de CVU baixo que podem atender essas necessidades com LCOEs entre US\$50 a US\$65/MWh (gás offshore) ou US\$35-45/MWh (gás onshore).

Não concordamos com as considerações sobre a atratividade de desenvolvimento de termelétricas a ciclo aberto movidas a gás natural. Embora haja o desafio da expansão da infraestrutura de gasodutos, o desenvolvimento de fontes renováveis não é dissociado da construção de infraestrutura de transmissão de energia, portanto uma análise holística de todos os atributos de cada fonte e implicações para o custo sistêmico permitiria comparar soluções de gasodutos com termelétricas vs. renováveis com transmissão do ponto de vista integrado energético e não somente no atributo preço.

A sinalização de demanda para o gás – concatenada com as projeções no aumento de oferta – atrairia pluralidade de estratégias de monetização do gás (onshore, GNL, offshore) para atendimento do potencial termelétrico e industrial e para isso os estudos precisam se aprofundar.

Os comentários sobre liquidez do mercado de gás são válidos, porém para que haja um mercado secundário é preciso desenvolver o primário. Só com mercados primários com liquidez se torna possível desenvolver mercados secundários. Por exemplo, os mercados de ações tanto no Brasil como ao redor do mundo.

Do ponto de vista de estágio de desenvolvimento de mercado, o Brasil ainda está no estágio da saída do monopolista estatal da cadeia em prol de mercado mais competitivo. Portanto diferentemente dos mercados norte-americanos e europeus, o mercado ainda é pouco desenvolvido do ponto de vista de infraestrutura. Somente com uma malha de gás interiorizada e capilarizada no mesmo grau de penetração de países semelhantes ao Brasil pode-se revisar essa classificação nacional. É importante esclarecer a diferença entre o mercado de gás natural – fonte de energia primária – do mercado de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), um combustível derivado do petróleo e do gás (fonte secundária) cujo mercado se desenvolveu a partir de meados da década de 50 alcançando a universalidade do acesso a 98,5% dos domicílios nacionais atualmente.

Pular a transição energética e não enxergar o gás natural como fonte primária de transição complementar à expansão renovável pode levar a consequências indesejáveis do ponto de vista de suprimento, independentemente se de natureza física (blackouts) ou financeira (decoupling de tarifas do consumidor regulado vs. custo de produção de energia).

Buscar uma maior integração do setor elétrico com o de gás natural requer isonomia de relacionamento e tratamento das discussões, em especial considerando a quantidade relativa de associações do primeiro segmento em relação ao segundo. Novamente, o farol apontado pelo PNE está na direção correta, mas o caminho até lá precisa ser discutido de maneira integrada e de preferência sem vieses, sempre com o pano de fundo do S (Social) em igualdade de importância com o E (Ambiental). Logo ampliar os exemplos mundiais de desenho de mercado e de transição energética é corroborar com o processo de discussão mais amplo e isonômico na consideração de fontes.

4.8 Recursos Energéticos Distribuídos

O PNE 2050 elenca no conceitos de Recursos Energéticos Distribuídos (RED): a geração distribuída (GD), veículos elétricos (VE) e estrutura de recarga, armazenamento de energia, resposta de demanda (RD) e eficiência energética.

Já apresentamos as contribuições no que tange à geração distribuída, veículos elétricos, armazenamento de energia. Portanto de maneira geral, corrobora-se com o desafio citado pelo PNE 2050 de que a implementação do conceito de redes elétricas interligadas (smart grids) pressupõe um grande volume de investimento na modernização dos aparelhos de medição do setor elétrico, investimentos estes que terão que ser remunerados. Logo as discussões de empoderamento do consumidor e figura do prossumidor bem como inteligência de redes devem ser feitas caso a caso devido aos significativos custos de transação. Os benefícios são claros, mas os custos e o caminho para alcançá-los devem ser exaustivamente discutidos com os stakeholders para determinar a viabilidade e a velocidade de adoção.

4.9 Gás Natural

Do ponto de vista de definição do papel do gás natural na matriz energética brasileira, o PNE 2050 definiu com bastante precisão: *"Além da complementação à hidrelétrica em anos mais secos, a tendência de redução da participação hidrelétrica na geração e a entrada em operação de usinas a fio d'água com perfil fortemente sazonal, na Região Norte, criam uma maior necessidade de geração por outras fontes no período de seca, complementando o requisito de energia do sistema. Com a redução gradativa da participação relativa das hidrelétricas na matriz elétrica brasileira substituída pela expansão de renováveis não controláveis, outros recursos, como as termelétricas a gás natural, serão cada vez mais importantes para atendimentos dos diversos requisitos do sistema além da geração de energia, como a capacidade (para atendimento à ponta) e, possivelmente num horizonte mais a frente, a flexibilidade."*

Em relação à oferta de gás natural, doméstica ou importada, o documento enxerga um incremento significativo:

- **Petróleo & Gás:** Projeções apontam 5,5mbpd de produção de petróleo em 2030 (vs. 3,0mbpd) e 115MMm³/dia de produção líquida de GN (vs. 55MMm³/dia)
- **GN convencional:** 220 MMm³/dia em 2050, o que requererá uma capacidade adicional de processamento de 120 MMm³/dia
- **Importações (terminais de GNL e gasodutos internacionais):** de 120 a 230 MMm³/dia em 2050
- **GN não convencional:** pode alcançar os mesmos volumes de produção de GN convencional, desde que haja viabilidade econômica

Portanto uma oferta potencial disponível em 2050 entre 340MMm³/dia a 450MMm³/dia vs. 119MM m³/dia de oferta bruta em 2015.

Não obstante, não enxergamos o lado da demanda bem desenvolvido no relatório, bem como análise de preços pela lógica de oferta e demanda de maneira dinâmica.

O documento aponta a necessidade de mais de que dobrar a capacidade de processamento de gás no período – passando dos atuais 95,6MM m³/dia para 215,6MM m³/dia para processar o volume projetado de gás e também menciona sobre a necessidade de novas rotas de escoamento, porém não faz o vínculo da necessidade – para indústrias de rede, com altos custos enterrados – de uma adequada sinalização de demanda firme para atrair tais investimentos para disponibilização do gás natural.

O documento apresentou cenário de aumento no consumo industrial de 50MM m³/dia para 90-150 MMm³/dia sem fundamentar como chegou a essas projeções. É importante, de maneira dinâmica, projetar níveis diferenciados de demanda de gás natural pela indústria para patamares de preço all in da molécula.

Em relação ao potencial de usinas termelétricas flexíveis e inflexíveis, adotou-se uma faixa de preço de US\$4 a 10/MMBTU e cenários de 0% a 100% de inflexibilidade, mas em nenhum momento se destacou que a oferta inflexível de gás natural é competitiva para deslocar até fontes renováveis como solar e eólica dependendo da origem do gás ou que cumprem papel de reservatório equivalente. A integração do setor elétrico com o gás natural requer um aprofundamento sobre aspectos positivos e negativos da geração termelétrica a gás natural e da importância de estudos técnicos sobre confiabilidade do sistema elétrico brasileiro.

O volume considerado de térmicas a gás natural adicional de 16 GW ou no máximo 21 GW até 2050 versus 27 a 91 GW para plantas solares e 109 a 194 GW para eólicas não condiz com uma visão integrada da cadeia energética brasileira nem contribui para atração de investimentos de infraestrutura fundamentais para que o gás natural possa alcançar o consumidor final e, posteriormente, possibilitar preços mais competitivos.

O próprio PNE menciona que não foi feito estudos de confiabilidade do sistema elétrico. Considerar essa projeção de expansão em face das mudanças climáticas, perfil de consumo brasileiro, demanda reprimida de energia, projetada retomada de atividade econômica não nos parece aderente com as diretrizes do CNPE (Res #16/19) e com os objetivos do Novo Mercado de Gás (NMG).

5. Infraestrutura de Transporte de Energia

O capítulo de infraestrutura de transporte de energia apresenta visões top down sobre o desenvolvimento do sistema de transmissão e da malha de gasodutos do país. Conforme apontado no documento, mas novamente sem a contrapartida na expansão indicativa, *"os grandes volumes esperados de produção de gás natural no pré-sal e a possibilidade de crescentes recursos não convencionais em terra podem alavancar uma maior interiorização da malha de gás natural"*. E continua: *"a interiorização da malha de gás natural é uma perspectiva desejada para maior inserção da fonte na matriz energética nacional"*. Abaixo apresentamos nossas contribuições.

5.1 Transmissão de Eletricidade

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, como bem apontado pelo PNE 2050, possui o importante papel de interligar os submercados de energia elétrica em prol de maior equalização de preços vai 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 controlabilidade de sistemas elétricos, cumpre-se destacar dois fatores: (i) a complexidade socioambiental e fundiária para a expansão do sistema – como bem apontado pelo PNE 2050, 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, bem 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, tem 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.

5.2 Malha de Gasodutos

Embora o diagnóstico da importância da expansão da malha de gasodutos esteja bem explicado no documento, a forma carece de aprofundamento das discussões acerca da maturidade do mercado de gás natural do país.

A saída da Petrobrás da cadeia de transporte e distribuição do gás natural configura-se somente o primeiro passo para o desenvolvimento do mercado. Com relação aos setores de mercado competitivo (regidos por preço) como a exploração e produção de petróleo e gás, processamento, refino e comercialização, uma maior pluralidade de atores em prol da concorrência é favorável do ponto de vista mercadológico.

Porém nos segmentos de monopólio natural, como o transporte e distribuição de gás natural, regidos por tarifas, é fundamental que se respeitem as competências regulatórias constitucionais e que sinalizem no planejamento demanda firme para o gás natural para atração de investimentos em infraestrutura próprios de qualquer indústria de rede. Não se trata de subsídios ou de reserva de mercado, mas uma visão complementar à expansão de renováveis não despacháveis em face da redução de reserva girante do sistema e perda relativa do papel de balanço sistêmico e serviços ancilares de hidrelétricas.

A comparação do Brasil com os EUA é oportuna, desde que contextualizada com o momento do ciclo de investimentos de cada país. O Brasil, guardadas as diferenças no perfil de produção do gás natural,

assemelha-se mais aos Estados Unidos do início dos anos 2000, do que os EUA de 2020. E esses 20 anos significaram expansão de malha de gasodutos, duplicação da produção de hidrocarbonetos e conquista do status de exportador líquido de petróleo (2016) e gás natural (2019) para o país.

A comparação com a Europa também não precisa ser desconsiderada. Mas há de se mostrar que os 27 países da União Européia dependem de importações para abastecimento de 58% de sua demanda energética (2008-18) e, no caso do gás natural, a produção doméstica equivale somente à 13% da demanda.

Atualmente só dois países são produtores de gás nesse grupo e 70% das importações de gás natural são oriundas da Rússia, Noruega e Argélia. Não obstante o perfil “não produtor” da União Européia, uma quantidade enorme de gasodutos está sendo construída (Nord Stream 2, Interconexão Grécia-Bulgária, Gasoduto Transadriático, entre outros). Importações via GNL também estão em expansão para países com litoral, ofertas são complementares não excludentes.

A utilização de faixas de servidão de transmissão atuais para construção de malha de gasodutos interiorizando a oferta do gás natural no território brasileiro deveria ser considerada no planejamento energético. Já existe a previsão legal para o uso, e facilita-se o processo de licenciamento ambiental.

Esse pano de estudo já está sendo considerado nos estudos (PIG e PIPE) da EPE, mas precisam mostrar maior coesão com cenários de demanda, como bem apontado no documento Gás para Desenvolvimento do BNDES.

6. Segmentos de Consumo

Na última seção do PNE 2050 discutiu-se as perspectivas de expansão do uso de energia no longo prazo para 3 segmentos de consumo: transportes, indústria e edificações. Tais segmentos, segundo o documento representam mais de 80% do consumo final de energia e com expectativa de manutenção de preponderância no horizonte de estudo.

6.1 Transportes

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 a poluição do ar.

Dada a relevância da produção de etanol brasileira e da frota de veículos flex-fuel, 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.

6.2 Indústria

A indústria responde por cerca de 50% do consumo total de energia no país. Segundo o documento existe espaço para políticas energéticas que contribuam com trajetória menos intensiva de energia e de emissões de GEE no longo prazo. O PNE 2050 destaca o papel do gás natural na matriz energética futura, em particular nos segmentos de fertilizantes nitrogenados e resinas. 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, volume este compatível com as projeções de aumento de produção considerado no PNE 2050.

O capítulo 7 do documento do BNDES – banco responsável por papel significativo no desenvolvimento de infraestrutura no país – resume muito bem as características que o planejamento energético deveria se pautar no esforço de integração dos setores elétricos com o setor de gás natural.

Primeiro diagnóstico: *“O primeiro diagnóstico a destacar é que não é suficiente realizar investimentos somente no lado da oferta de gás natural sem que haja investimentos também na demanda. A oferta proveniente do pré-sal é de gás natural associado à produção de petróleo, ou seja, uma oferta de gás firme. Essa condição exige que a demanda também seja firme, tais como as demandas industrial, termelétrica na base, comercial, residencial e veicular. Sem um aumento da demanda firme, o investidor nos campos de produção de petróleo e gás poderá continuar preferindo reinjetar o gás nos reservatórios em vez de realizar investimentos em gasodutos de escoamento no futuro. O gás reinjetado não potencializará a geração de riqueza, valor, arrecadação e empregos para o país.”*

Segundo diagnóstico: *“A infraestrutura de abastecimento de gás natural veicular no país não está adequada para reabastecer veículos pesados, um possível demandante de gás firme, em um tempo razoável, bem como não está distribuída em diversas partes do país. Para viabilizar o uso do gás natural em veículos pesados, um dos desafios a serem superados seria a adequação dessa infraestrutura e a expansão da rede de distribuição. Esse desafio é mais complexo por envolver diversos agentes e empresas, uma vez que há necessidade de coordenação da participação das distribuidoras donas de postos de GNV, distribuidoras de gás, montadoras de veículos pesados e transportadoras. Dificilmente, um desses agentes tomará sozinho a decisão de investimento nessa cadeia sem que todos estejam com seus objetivos muito bem alinhados.”*

Terceiro diagnóstico: *“Há necessidade de expansão da rede de distribuição no país, que ainda é muito modesta quando comparada à de outros países. A expansão da rede de distribuição contribuirá para adensar a rede de infraestrutura para o fornecimento de gás natural para indústrias, comércio, residências e veículos em locais em que ainda não há fornecimento de gás natural.”*

Quarto diagnóstico: *“Com a ampliação da infraestrutura e com o aumento da oferta de gás natural no país, a indústria seria um grande demandante potencial. A demanda potencial de gás natural permeia diversas atividades industriais, como as de fertilizantes nitrogenados, produção de metanol, produção de eteno e polietileno, produção de pelotas de ferro, redução direta na siderurgia, produção de ferro-gusa, substituição de lenha e cavaco na produção de cerâmica vermelha, substituição de óleo combustível em plantas de papel e celulose e outras atividades industriais, bem como em seu uso na cogeração de energia.”*

Quinto diagnóstico: *“Um grande demandante potencial de gás natural firme seria o subsegmento das termelétricas. Por ser um grande consumidor, uma termelétrica é considerada a principal âncora para a expansão da infraestrutura de gás natural. Além disso, combinadas com a demanda potencial da indústria por gás natural, as termelétricas poderiam ancorar a expansão da infraestrutura de gás natural em regiões*

ainda não atendidas. Para que as termelétricas possam ancorar novos investimentos, seria importante que as novas contratações no setor elétrico considerassem termelétricas na base, ou parcialmente inflexíveis. Além disso, teriam de ser implantadas em regiões que não possuam rede de gasodutos e que apresentem potencial de demanda industrial pelo gás. Depois da implantação de uma termelétrica e de um novo gasoduto para abastecê-la, em um típico processo de externalidade positiva, é natural que a rede de distribuição em torno desse novo gasoduto se desenvolva com o tempo, passando a atender também a novos clientes da indústria, do comércio, residenciais e veiculares, até ocupar integralmente a capacidade do gasoduto implantado. Além disso, a estocagem subterrânea de gás natural (ESGN) também poderia contribuir para casar uma demanda firme com uma oferta firme de gás natural.”

Sexto diagnóstico: “O uso do potencial do gás natural do pré-sal poderia viabilizar diversos investimentos na economia e na geração de empregos no país, bem como a redução de emissões de poluentes e a melhoria da qualidade do ar nos grandes centros urbanos. Sua reinjeção sistemática significa abrir mão de uma grande riqueza que possibilita ganhos econômicos e ambientais para a nação.”

Os seis diagnósticos do BNDES são o exemplo de uma visão integrada dos setores de gás natural e setor elétrico e que deveriam ser devidamente considerados no âmbito do PNE 2050. O BNDES atuou no processo de privatização do setor elétrico brasileiro, bem como mais recentemente colaborou diretamente com o Marco Legal de Saneamento, que já vem apresentando resultados positivos. Dada a relevância e expertise do banco no fomento e financiamento da infraestrutura nacional, é importante que esse conhecimento possa servir de escopo para discussões de matriz energética e de atração de investimentos.

Indústrias de rede, como bem apontado pelo documento, requerem coordenação e concatenação de investimentos e âncoras de demanda. Portanto, recomenda-se que o PNE 2050 incorpore esse conceito e discuta os diagnósticos do BNDES quando do planejamento da matriz energética de longo prazo.

6.3 Edificações

Conforme o PNE 2050, o setor de edificações responde por 50% do consumo de eletricidade no Brasil, além de 90% do consumo de GLP e 40% de lenha. Envolve os segmentos residenciais, comerciais e público.

Configura-se como um dos setores mais promissores para expansão da micro e mini-geração distribuída. Atualmente são comuns os planos diretores de municípios que prevêm a instalação de painéis fotovoltaicos para aquecimento central em substituição ao uso de chuveiros elétricos.

Com relação às residências / domicílios nacionais, ainda existe um espaço grande para substituição da lenha para cocção de alimentos. 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 11 – 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
WACC	7,32%	8,66%
% 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 12 – 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.

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.

7. Bibliografia

- YERGIN, D. "The New Geopolitics of Energy", *WSJ*, Setembro 2020.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – website institucional
- Operador Nacional do Sistema (ONS) – website institucional
- Worldometer – website institucional
- SAMBASIVAM, B (PhD). "An Electric Debate", *Energy Global*, Summer 2020.
- Money Guide Ireland – electricity prices – website
- International Gas Union (IGU), BCG. "Gas Technology and Innovation for a Sustainable Future", July 2020, page 48.
- Central Intelligence Agency (CIA). "The World Factbook"
- PL #314/2017
- Resolução ANEEL #482/12
- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), "Gás para o desenvolvimento", 2020
- Eurostat Statistics Explained. "Energy production and imports", June 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
- IQAir. "World's most polluted cities 2019". Website.
- PASCON, B., MENEZES, V.H., FRANCISCO, G. "Reshaping Brazilian Power Utilities", *Goldman Sachs Equity Research*, July 30th, 2017
- 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.

- MME-SPG. "Relatório do Mercado de Derivados de Petróleo nº 175", Julho 2020.
- Agência Nacional de Águas (ANA). "Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil 2019 – Informe Anual", Brasília, 2019.
- STATISTA. "Installed capacity of electric power generation in China in 2019, by source". Website.
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) – website institucional
- Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº 161 – Julho de 2020
- International Energy Agency (IEA) – website institucional
- IEA. "The Energy Mix Newsletter", October 13th, 2020.