



Plano Decenal de Expansão de Energia 2026
Contribuição da EDP à Consulta Pública nº 34/2017

Brasília, 27 de agosto de 2017

Sumário

Sumário	2
Introdução	3
Premissas Econômicas e Demanda	5
Geração de Energia Elétrica	8
Transmissão de Energia Elétrica	25
Oferta de Gás Natural	28
Eficiência Energética e Geração Distribuída	30
Conclusão	36

Introdução

No dia 07 julho de 2017, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou no Diário Oficial da União a Portaria nº 259/GM/2017, que divulgou a Consulta Pública 034/2017, cujo objetivo é apresentar uma visão indicativa da evolução da oferta e demanda de energia ao longo dos próximos 10 anos.

No dia 02 de agosto de 2017, foi publicada a Portaria nº 289/GM/2017, que prorrogou o prazo da Consulta Pública até 18 de agosto de 2017.

No dia 18 de agosto de 2017, foi publicada a Portaria nº 326/GM/2017, que prorrogou, novamente, o prazo da Consulta Pública até 27 de agosto de 2017.

No âmbito da Consulta Pública, o MME divulgou o Plano Decenal de Energia (PDE) 2026, onde foram abordados os seguintes itens: (i) demanda, geração e transmissão de energia elétrica; (ii) produção e oferta de petróleo e gás natural; (iii) abastecimento de derivados de petróleo; (iv) oferta de biocombustíveis; (v) eficiência energética e geração distribuída; e (vi) análise socioambiental.

A elaboração do PDE é de suma importância para orientar os agentes do setor sobre a visão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para os próximos 10 anos.

Para se identificar as necessidades do sistema elétrico sob diferentes realizações de futuro, destacam-se os aprimoramentos implementados para a elaboração deste documento:

- Representação de incertezas associadas às fontes não controláveis quanto à produção de energia associada e à probabilidade de ocorrência;
- Visão crítica quanto às datas de entrada em operação dos projetos contratados de geração e transmissão;
- Premissa de descomissionamento de usinas termoeletricas caras;
- Planejamento ótimo da expansão, por meio da utilização de um modelo matemático de decisão de investimento que minimiza os custos totais de investimento e operação com restrição de confiabilidade;
- Avaliações do atendimento à demanda máxima instantânea e adequação das metas mensais ao atendimento horário;
- Obtenção do valor do Custo Marginal de Expansão (CME) como subproduto do processo de planejamento, representando o custo marginal das restrições de

atendimento à carga futura do sistema, considerando requisitos de energia e potência.

Além disso, o documento é construído utilizando uma abordagem centrada na construção de uma trajetória de referência e em um conjunto de análises de sensibilidade (chamadas de cenários *what-if*), o que possibilita avaliar a evolução do setor de energia considerando suas incertezas.

O presente documento contém as contribuições da EDP – Energias do Brasil S.A. (“EDP”), cujas análises ora apresentadas foram embasadas nos dados e informações disponibilizados pelo MME, em seu sítio na internet.

Premissas Econômicas e Demanda

Premissas

Os cenários econômicos descritos no PDE 2026 se mostram realistas e coerentes com as expectativas de mercado e estão, de maneira geral, alinhados com os resultados dos estudos realizados pela EDP.

Com relação ao cenário econômico mundial, o momento é de grande incerteza devido a alguns fatores como a política internacional norte-americana, a instabilidade na zona do Euro após a saída da Grã-Bretanha da União Europeia, a desaceleração do crescimento da China, entre outras questões.

Já com relação ao mercado brasileiro, o cenário político e econômico atravessa um período instável, com elevada taxa de desemprego, deterioração da renda per capita e desinvestimentos em setores estratégicos.

Demanda

É aderente supor que a elasticidade-renda da demanda da energia apresente elevação ao longo do tempo, como foi o observado no PDE.

No curto prazo, pode existir certa rigidez no consumo em setores de infraestrutura, devido às transformações que devem ser feitas para se elevar rapidamente o consumo. No entanto, de forma um pouco diferente da EPE, a EDP entende que a maior eficiência energética pode fazer com que a elevação da renda não se traduza em elevação de consumo com a velocidade proposta pela EPE.

No que diz respeito ao consumo de energia pelo setor Industrial, a EPE destaca que o gás natural é o único combustível fóssil que ganha espaço na indústria brasileira. No entanto, pode-se questionar como o consumo de gás natural poderia crescer tendo em vista que, pelas projeções do PDE 2026, os principais setores de consumo do gás natural, Cerâmica e Ferro-gusa, estão com consumo declinante.

Pela Figura 1, observa-se que esses dois setores, juntamente com Química, correspondem aos segmentos que mais demandam gás natural. Química, no entanto, tem tido consumo declinante entre 2011 e 2016, deixando o crescimento a cargo especialmente do setor de Ferro-gusa. Nesse contexto, sugere-se que a EPE considere a introdução do gás

natural nos demais setores em expansão, como Papel e Celulose, que ainda apresentem valores incipientes de consumo de gás.

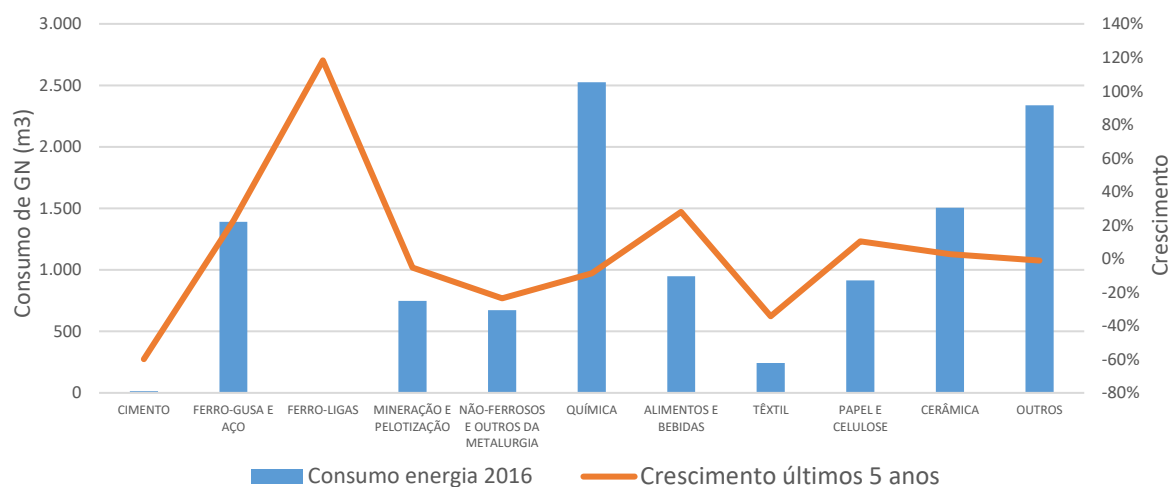


Figura 1 – Consumo de gás natural por setor industrial – m³ e percentual do último quinquênio Fonte: BEN (2016).

Na matriz energética do segmento de Transportes, a eletricidade se mantém com baixa participação segundo as projeções do PDE 2026, embora esteja reconhecido que o modal ferroviário assumirá participação crescente na matriz de atividade de cargas, passando de 27,2% para 31,4% no período de projeção. A EDP considera que o crescimento do transporte ferroviário de passageiros, o qual é eletro-intensivo, deveria ser incluído nas projeções.

Segundo estudo da CNT (2016)¹, as regiões metropolitanas no Brasil têm um déficit de 850 km de malha de metrô e trens de passageiros. Apenas no Estado de São Paulo, entre 2017 e 2018, está previsto um acréscimo de 23 km de rede de malha de metrô. A partir de dados de consumo disponibilizados pela ANEEL na área de concessão do metrô paulistano², cada 1 km de linha consome 10 GWh ao ano. Dessa forma, poderia ser adicionado na previsão do PDE 230 GWh apenas em 2018. Se considerado o suprimento de todo o déficit da malha, de 850 km, até 2026, se deveria acrescentar 8,5 TWh ao consumo de eletricidade no período, possivelmente alterando a participação da eletricidade na matriz energética do setor de Transportes.

Em contrapartida, entende-se que, de forma diferente à apresentada no PDE, a participação dos Transportes no segmento de gás natural pode ser declinante. Iooty et al

¹ CNT (2016). Malha de trens e metrô precisa crescer 80%. Disponível em http://cms.cnt.org.br/Imagens%20CNT/PDFs%20CNT/Release_Metroferroviario.pdf.

² SPARTA AES Eletropaulo 2016.

(2009) identificaram que o gás natural nos Transportes no Brasil se comporta como um bem inferior. Quanto maior a renda do consumidor, menos ele consome gás natural. Portanto, era de se esperar, dada a previsão de PIB crescente contida no PDE, uma redução do consumo de gás natural nos Transportes.

Por fim, a EDP entende que com a convergência da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) paga entre as Regiões Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, além da divergência entre níveis de tensão (AT/MT/BT), é possível que haja estímulo adicional para a indústria do Sudeste ampliar seu consumo. Assim, ao invés do Sul/Sudeste perderem participação no consumo, como esperado pela EPE, a convergência da CDE entre Regiões e a divergência entre tensões podem ter efeito neutralizador.

A EDP sugere revisitação das premissas de demanda para que:

A velocidade de elevação da elasticidade-renda leve em conta a redução do consumo derivada de maior eficiência energética até 2026;

Se especifique o avanço do consumo de gás natural nos segmentos Industriais de consumo crescente;

Seja considerado o aumento de consumo de energia elétrica na matriz de Transportes com o aumento dos km de rede de metrô e trens de passageiros;

Seja revisto o impacto do crescimento no PIB sobre o consumo de gás natural no segmento de Transportes, sendo o gás natural veicular um bem inferior;

Se considere os efeitos da CDE sobre o consumo das Regiões.

Geração de Energia Elétrica

Os estudos de planejamento da expansão da oferta de energia elétrica devem observar critérios de segurança energética e economicidade. Do ponto de vista de segurança sistêmica, há o estabelecimento de limite máximo de probabilidade de ocorrência de déficits de energia em 5% dos cenários hidrológicos. E para que critérios econômicos direcionem a expansão do sistema, busca-se a igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME), bem como os leilões são formatados de modo que os empreendimentos vencedores são aqueles que ofertam energia ao menor preço possível. Assim, nos moldes atuais, os Leilões priorizam o atendimento apenas à demanda de energia ao menor custo, sem preconizar o atendimento às variações instantâneas para suprir as demandas de pico e também as variações das fontes intermitentes.

Para as usinas hidroelétricas, a competição nos leilões é direta, pois o preço de oferta no leilão (base do processo de competição) corresponde ao valor em R\$/MWh que efetivamente será pago pelos consumidores finais de energia. Para as demais usinas, incluindo termoelétricas convencionais, a biomassa, eólica, solar, para que a competição ocorra simultaneamente entre todas as fontes, a sistemática dos leilões baseia-se em um Índice Custo Benefício (ICB) que considera as parcelas de investimento (Receita Fixa requerida pelo empreendedor), e Custo Esperado de Operação (COP) somado ao Custo Esperado das Exposições no Mercado de Curto Prazo (CEC). Em artigo publicado no Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE) de 2009, a EDP mostrou a artificialidade de preços introduzida por esse mecanismo de precificação.

Isto em vista, o PDE 2026 apresenta importantes avanços metodológicos no processo de construção da expansão do parque gerador do Sistema Interligado Nacional (SIN) no horizonte decenal.

A análise horária representa um destes avanços, à medida em que é avaliada flexibilidade operativa do sistema, de forma a elevar sua capacidade de atendimento nos períodos de maiores demandas e reduzir a geração nos momentos de carga leve, respeitando ou redefinindo, seja por despacho térmico adicional, seja por redução na energia armazenada, as médias mensais de geração e custo marginal de operação associado, por cenário hidrológico.

A EDP defende os esforços de planejamento sob consideração de avaliação de custos e viabilidade técnica da operação do sistema de geração no curto prazo, com granularidade temporal preferencialmente sub-horária e considerando todo o rol de fenômenos relevantes nessa escala de tempo. Isso inclui variabilidade de curto prazo da demanda e da geração das fontes não controláveis, restrições das fontes controláveis, tempos de trânsito de vazões entre

centrais hidrelétricas, etc. Tais ferramentas são de suma importância para o planejamento da expansão no Sistema Elétrico Brasileiro no contexto atual, em que aumenta a participação de geração renovável com recursos primários de elevada variabilidade no curto prazo e, concomitantemente, há restrições ao desenvolvimento de usinas hidrelétricas com reservatórios de capacidade suficiente para prover toda a flexibilidade operativa de que o sistema necessita.

Desta forma, a modalidade de contratação que valoriza apenas o benefício energético mostra-se insuficiente para remunerar e valorar os serviços prestados de forma adequada, bem como suscitar a eficiência na operação.

Não obstante os aprimoramentos observados, a EDP acredita que alguns estudos ainda devem ser realizados.

1 O papel do Plano Decenal de Expansão e a Nova Forma de Expandir a Geração

A EPE caracterizou o papel do PDE como indicativo, uma vez que o montante e a composição tecnológica da expansão de capacidade de geração não determinam diretamente os investimentos que serão feitos no sistema de geração, dado que as decisões atuais de expansão são determinadas por decisões de agentes em ambiente de mercado, seja por meio dos leilões de energia, seja pela contratação da expansão no mercado livre.

Deste modo, as funções do plano seriam as de facilitar o acesso à informação e subsidiar a tomada de decisão dos agentes e das instituições quanto à execução dos leilões, além de integrar o planejamento de setores com interfaces com o sistema de geração, como o de transmissão e gás, e sobre políticas públicas orientadas ao setor elétrico.

Entretanto, a necessária evolução para um modelo que possibilite que a expansão seja custeada de forma isonômica por todas as classes de consumidores, em contexto de maior abertura do mercado livre, promoverá a reformulação de mecanismos que assegurem a sustentabilidade e financiabilidade da expansão da oferta.

A separação de lastro e energia pode se configurar como uma solução que promova os níveis de confiabilidade e adequabilidade desejados e mitigue riscos potenciais, por compartilhar a responsabilidade pela expansão da oferta de energia das fontes adequadas entre todos os seus beneficiários.

Os aspectos desejáveis para a adequabilidade do suprimento podem ser obtidos por meio da:

- Garantia de suprimento: o lastro é contratado de maneira a garantir que a capacidade estrutural de suprimento de energia será maior ou igual à demanda;

- Garantia de tempo ótimo para construção: o produto lastro é negociado anos à frente em um leilão centralizado, para permitir a construção de nova capacidade a tempo de atender a demanda;
- Garantia de *mix* ótimo: a precificação do produto lastro leva em consideração os diferentes atributos das fontes, como por exemplo a capacidade de despacho, variabilidade da produção, atendimento à ponta, etc.

Neste sentido, a contratação de lastro torna-se centralizada, de forma a determinar as fontes prioritárias para a expansão segundo as necessidades sistêmicas. A distinção entre o valor da confiabilidade e o valor da energia permitirá ainda uma alocação consistente de custos e riscos.

Para tal, é necessário garantir:

- I. Reconhecimento dos diferentes atributos por fontes e respectivos benefícios para o sistema;
- II. Alocação isonômica de custos e riscos entre todos os agentes do setor;
- III. Definição das eventuais regras de transição a serem aplicadas para as usinas e contratos existentes; e
- IV. Estabelecimento de governança do processo de contratação de lastro.

É esperado neste modelo que alternativas que forneçam maior flexibilidade operativa e capacidade de atendimento à ponta, mas que não agreguem energia ao sistema, como hidroelétricas repotencializadas ou reversíveis, baterias de armazenamento ou termoeletricas de partida rápida, tenham seus benefícios adequadamente capturados e se mostrem competitivas para a expansão da oferta.

Com a separação proposta entre lastro e energia, como resultado do Plano Decenal de Expansão dar-se-á a definição das fontes associadas aos projetos que serão leiloados, assim como dos atributos que serão valorizados, que passará a ter importância estratégica na formação da matriz energética brasileira.

As metodologias e os sistemas necessários para a precificação dos atributos das fontes e para identificação das necessidades sistêmicas devem ser transparentes e passar por processo formal de contestação via Consulta Pública.

Sugere-se que um conselho superior deve ser constituído por agentes setoriais, para possibilitar a avaliação do planejamento central indicativo e garantir que sejam priorizadas as fontes e os projetos que melhor atendam às necessidades sistêmicas segundo critérios de segurança, continuidade e economicidade.

A eficácia do planejamento deve ser medida através de um conjunto de indicadores que envolva as dimensões de custo de operação, impactos ambientais, confiabilidade do suprimento e qualidade da energia elétrica.

Nos leilões para a contratação do produto lastro, identifica-se, de início, duas formas de realização:

- Leilão sem segmentação explícita da fonte:
 - Seria disponibilizada uma lista de serviços necessários para o funcionamento adequado do sistema elétrico em determinada região;
 - Os agentes interessados em desenvolver projetos para prestar os serviços anunciado apresentariam ofertas de receita fixa anual para adquirir o direito de construir, operar e manter as usinas.
- Leilão com diferenciação por atributos:
 - Os serviços a serem prestados caracterizam-se como mais complexos;
 - Diferentes tipos de usinas realizariam ofertas para serem avaliadas em conjunto, determinando-se a receita dos geradores com base nos atributos das fontes.

Em ambos os formatos, são necessários mecanismos para a avaliação de desempenho de modo a permitir a aplicação de bônus ou penalidades em função da capacidade da usina prestar o serviço contratado.

A valoração adequada da contribuição de cada empreendimento permitirá que um gerador tenha acesso a diferentes tipos de remuneração em função da sua importância sistêmica. Assim, além da receita auferida em suas negociações de energia, será possível complementar seu fluxo de caixa de forma coerente com suas funcionalidades.

Desta maneira, ao remunerar os atributos de forma explícita, eliminam-se estruturas de incentivo disfuncionais, proporciona-se racionalidade para a valoração de externalidades dos empreendimentos e permite-se a definição de produtos de diferentes tecnologias.

A EDP defende que, uma vez definidas as necessidades sistêmicas e as metodologias de valoração dos atributos, o **planejamento deva ser determinativo** no que diz respeito aos requisitos de lastro.

No que se refere ao desenho de políticas públicas, deve ser definido de forma clara e transparente o objetivo a que pretende atingir, de forma a não comprometer o planejamento da expansão da oferta de energia elétrica mais eficiente e consistente com a lógica econômica.

2 Necessidade de Opções de Expansão para Atendimento a Demanda de Potência

De acordo com a EPE, a partir de 2021, será considerada “a entrada de fontes cujo principal serviço prestado é o de atendimento à demanda de potência do sistema. As alternativas candidatas à expansão neste PDE para esse tipo de serviço são: as termelétricas de partida rápida, a motorização adicional em UHE, as usinas reversíveis, as baterias e a resposta pelo lado da demanda.”

Atualmente, a geração complementar para o atendimento à demanda máxima é realizada totalmente pelo parque térmico existente e já contratado, embora composto em quase sua totalidade por usinas que não possuem características específicas para o atendimento à ponta.

Assim, de acordo a EPE, “as evoluções metodológicas para avaliação do sistema e identificação dos serviços necessários ao sistema deverão ser acompanhadas por alterações nas modalidades de contratação”. Neste sentido, será necessário realizar alterações nos modelos de contratação de energia.

A EDP defende que, além do atendimento de ponta, a EPE considere relevante a valoração de outros atributos como:

- Confiabilidade;
 - Velocidade de respostas às decisões de despacho;
 - Contribuição para redução das perdas;
 - Economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição;
 - Capacidade de atendimento nos momentos de maior consumo;
 - Capacidade de regulação de tensão e de frequência;
 - Custos variáveis de produção baixos;
 - Reduzidos impactos ambientais.
-

Na realidade, deve ser considerado uma reformulação de todo o mercado de serviços ancilares.

Segundo a Resolução Normativa 697/2015 da ANEEL, os Serviços Ancilares estão divididos em três grandes grupos:

- Atendimento às condições normais de operação (controle de frequência, acompanhamento da carga e serviços especiais de proteção).
- Atendimento às contingências do sistema de transmissão ou de geração (reservas girante, não girante e suplementar;
- Manutenção da qualidade e segurança (controle de tensão e *black start*).

A prestação desses serviços acarreta em custos adicionais como, por exemplo: (i) desgaste dos equipamentos; (ii) consumo extraordinário de combustíveis; (iii) custos com arranques e paradas de máquinas térmicas; (iv) perda de eficiência por operar fora da condição nominal; e (v) custo de oportunidade da venda da energia, a qual é renunciada para a prestação do serviço.

Parte desses serviços ancilares é provida de forma obrigatória, como o controle de frequência primária e o controle de tensão, enquanto outros são contratados bilateralmente. Os geradores são ressarcidos segundo valores previamente regulados, por ano, de modo que tais recursos são alocados na tarifa final dos consumidores via Encargos Setoriais no valor da energia.

A Figura 2 ilustra o cenário atual do mercado de serviços ancilares no Brasil.



Fonte: ANEEL, Entrevistas com experts do mercado

Figura 2 – Mercado de Serviços Ancilares no Brasil.

Com a evolução da matriz energética e a intensificação da necessidade desse tipo de serviço, a EDP acredita ser importante uma reestruturação do mercado de serviços ancilares para que os geradores despacháveis tenham uma remuneração compatível com os serviços prestados.

Pode-se citar o que está ocorrendo atualmente em função da intermitência da produção eólica na Região Nordeste:

- I. Usinas termoeletricas de alto custo variável, não despachadas por ordem de mérito de preço, têm sido chamadas a operar de 3 a 5 horas diárias, no período de pico de carga, arcando com os seus próprios custos de partida e de desligamento.

- II. Usinas termoeletricas de baixo custo variável, despachadas por ordem de mérito de preço, têm sido chamadas a operar a dois terços de suas capacidades para haver máquinas sincronizadas que possam atender a reduções repentinas de produção eólica, com perda de eficiência na produção térmica custeada pelos próprios agentes proprietários das usinas.
- III. Usinas hidroelétricas que têm produzido aquém do despacho ótimo, deixando espaço nos sistemas de transmissão, para que oscilações na produção eólica sejam compensadas. Essa operação traz custos extraordinários ao MRE, pagos pelos geradores hidroelétricos ou pelos consumidores cativos (cotas e usinas com repactuação do risco hidrológico).

Pode-se perceber que o atendimento à exigência de confiabilidade do sistema implica em medidas operativas que certamente elevam o custo de operação.

A estruturação de um mercado de serviços ancilares é importante para que, a partir de sinais de preço, as necessidades sistêmicas sejam atendidas de forma sustentável, alocando custos e riscos aos agentes que demandam pelo serviço.

Ademais, a EDP acredita que o mercado de serviços ancilares poderia ser iniciado com mecanismos cuja oferta ocorra com um dia de antecedência, assim como com uma hora de antecedência, abrindo caminho para o seu desenvolvimento.

Os custos determinados a partir da oferta de preço e volume seriam alocados parcialmente aos consumidores – que se beneficiam do baixo custo de produção das fontes intermitentes – e aos agentes causadores da intermitência, criando-se, assim, mecanismos que devem estimular a eficiência dos agentes que demandam ou proveem os respectivos serviços ancilares.

Fixação de tarifas com sinais de demanda e energia diferenciados e preços horários

Para garantir o uso eficiente das fontes de produção e da rede com a efetiva participação consciente e responsável por parte do mercado de consumidores, ao mesmo tempo, torna-se necessário que o Setor Elétrico conte com tarifas de rede dinâmicas, associadas a preços horários de energia. A ponderação entre esses sinais deve determinar, para além do despacho eficiente do parque gerador e uso eficiente das redes, a indispensável e consciente racionalidade do uso da energia elétrica por parte do mercado de consumidores.

Com a implantação de preços horários de energia que espelhem os sinais corretos de valorização nos horários de carga máxima, pode-se conduzir a reduções das necessidades de alternativas de ponta. Nesse sentido, os níveis adotados de potência máxima disponível para modulação de ponta nos empreendimentos de geração poderiam assumir valores mais elevados, decorrente, principalmente, pela busca dos empreendedores em disponibilizar para despacho no sistema maior oferta de energia nos horários de carga máxima e maior cuidado

dos empreendedores nos programas de manutenção das usinas de modo a reduzir as taxas de falha e a coincidência dos períodos de manutenção com as horas de maior necessidade de potência.

Gerenciamento Pelo Lado Da Demanda

Além de tecnologias voltadas para o atendimento à demanda máxima, o PDE aborda a questão de estudar tecnologias para prover a flexibilidade necessária para o atendimento a qualquer hora do dia e em resposta à variação instantânea da carga e demanda no curto prazo. Nessas condições, dentre as opções de geração e soluções tecnológicas candidatas no horizonte decenal, é destacado o gerenciamento pelo lado da demanda.

No horizonte de estudo do PDE, *“a introdução dos medidores inteligentes e da tarifação dinâmica possuem potencial para a criação de redes inteligentes — ou smart grids — que irão alterar o planejamento da expansão do Brasil”*.

A EPE acredita que *“a resposta pela demanda poderá ser uma das principais vertentes do protagonismo do consumidor no mercado energético (...). Portanto, a resposta da demanda terá relevância no planejamento do setor elétrico, com impactos no consumo de energia e demanda máxima, sendo uma importante variável na definição da expansão do mercado no médio e longo prazos”*.

Contudo, para que mecanismos de gerenciamento de demanda sejam estabelecidos, é mandatório uma modernização do parque de medição brasileiro. Tal medida caracteriza-se como um elemento estrutural para prover mecanismos de eficiência ao sistema elétrico e agregar valor aos consumidores.

A Figura 3 apresenta as principais diferenças entre os medidores convencionais, medidores eletromecânicos e os medidores digitais.

	Medidores mecânicos (disjuntores)	Medidores eletromecânicos	Medidores digitais (smart meters)
Descrição	Acumuladores da energia medida, em que a medição se dá pela diferença entre períodos Maioria dos medidores atuais	Similar aos medidores mecânicos, porém podem ser adaptados para armazenar e comunicar intervalos de dados	Medidores capazes de medir e gravar intervalos de dados e enviar tais dados para uma localização remota para ser integrado a um sistema de medição avançado
Armazenagem de dados	✗	✓	✓
Comunicação de dados	✗	✓	✓
Facilidade de instalação	✓	✓	✓
Custo do capital	Baixo	Baixo	Médio-Alto
Avaliação geral			
Não possibilita a tarifa por horário			Necessita de modernização do parque de medidores

Figura 3 – Possíveis sistemas de medição.

Os medidores mecânicos exigem baixo custo de capital, são de fácil instalação e se encontram instalados na grande maioria das unidades consumidoras do Brasil, contudo, não armazenam dados, não contam com sistema de comunicação e não conseguem transmitir sinais de preço aos consumidores.

Já os medidores eletromecânicos, podem armazenar dados ou se comunicarem, desde que tenham embarcados equipamentos adicionais.

E os medidores digitais conseguem transmitir os sinais de preço, permitem embarcar equipamentos adicionais, incluindo infraestrutura de comunicação e facilitam a gestão do consumo. Na realidade, conforme apresentado na Figura 4, estes medidores proporcionam uma série de benefícios ao Setor Elétrico.

Categoria	Benefício	Descrição/Premissas
Economias do consumidor	Gestão do consumo de energia	Mudanças nos padrões de consumo em resposta ao preço dinâmico (mudando o uso de energia de períodos de pico para períodos de menor consumo)
Benefícios de engenharia	Redução nas perdas de linhas	Identificação nas perdas de linhas e análise dos fatores de potência para otimizar circuitos, e instalação de sensores de rede
	Baixo custo de CVR (redução da conservação de voltagem)	Medidores devem fornecer os verdadeiros níveis de voltagem a serem usados nas análises de configurações de capacitores e reguladores
Aumento da receita	Redução de problemas com registro	Medidores eletromecânicos apresentam uma queda no registro a cada ano, resultando em queda da receita
	Redução de fraudes	Medição em tempo real permite que roubo de energia seja detectado mais facilmente
Economias de O&M	Falhas eletromecânicas	Outros medidores apresentam falhas em uma taxa mais elevada
	Leitura do medidor	Redução do custo de leitura do medidor
	Restauração de interrupção	Economias com mão de obra com a redução do tempo gasto em identificação de interrupções; redução de frota de veículos e custos de O&M
	Conexão remota	Economias de custos associadas com a redução de pedidos do consumidor relacionados à conexão

Figura 4 – Benefícios da Medição Eletrônica.

A EDP entende que a modernização da infraestrutura de medição inteligente caracteriza-se como fundamental e inadiável para promover ganhos de eficiência a todos os agentes do Setor Elétrico Brasileiro.

Não obstante as vantagens, algumas barreiras têm impedido a adoção massiva de medidores inteligentes, tais como os riscos tecnológico, de preço e de performance, sem contar a perspectiva de ônus para as distribuidoras decorrentes da substituição de ativos ainda não totalmente depreciados.

No Brasil, o emprego dos medidores digitais ainda é incipiente no que diz respeito à quantidade de unidades consumidoras que contam com a sua instalação. Porém, é relevante quanto ao volume de carga e energia medido, dado que as unidades consumidoras com fornecimento em alta e média tensão, assim como os de baixa tensão, com medição indireta, na sua grande maioria, já são contempladas com tais equipamentos.

Atualmente, o custo de uma medição inteligente para uma unidade consumidora é de cerca de R\$ 3 mil, considerando instalação e substituição de equipamentos, comunicação e adaptações sistêmicas. Este fator, associado à necessidade de robustos sistemas de comunicação, tem se caracterizado como o principal entrave para a instalação massiva.

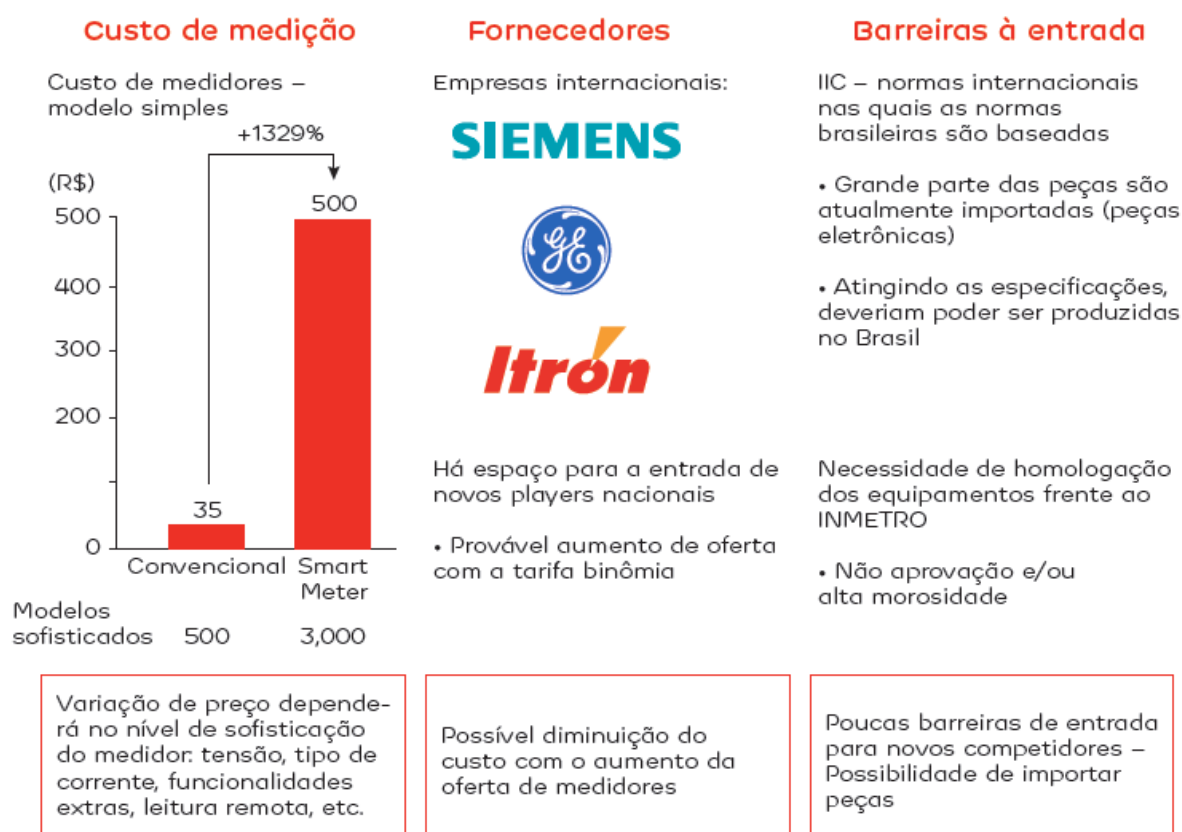


Figura 5 – Visão Geral do Mercado Brasileiro de Medidores.

Na realidade, previamente ao estabelecimento de tarifas volumétricas, um primeiro avanço seria o estabelecimento de tarifação binômia para todos os consumidores.

Assim, a modernização do parque de medidores deve ser realizada como parte de uma política pública a ser construída no Setor Elétrico.

O cerne do desafio refere-se à disponibilidade dos recursos necessários para a viabilização de uma tarifa locacional horária e binômia, ao prazo para a troca de medidores e ao rateio dos custos entre os agentes beneficiados. Há que ser considerado, também, o valor envolvido com a baixa de ativos não totalmente depreciados, uma vez que, atualmente, o parque de medição instalado no Brasil conta com aproximadamente 70 milhões de unidades, das quais cerca de 60% ainda estão em fase de amortização.

Nesse contexto, é condição preliminar que a Legislação aborde a questão da modernização do parque de medidores de forma abrangente, envolvendo:

- Que o sistema de custeio do medidor inteligente não se limite aos critérios atuais de remuneração e gestão de ativos, estabelecendo, principalmente, um critério para o rateio de custos entre todos os beneficiários (consumidores, comercializadoras, distribuidoras e geradoras).

- Ampliação do escopo de atuação das distribuidoras, para que a infraestrutura de comunicação possa ser explorada pela própria concessionária.
- Avanços na metrologia de maneira a estabelecer um padrão compatível com as exigência e capacidade de absorção pelos agentes e sociedade, não se limitando à equiparação de exigências nacionais aos padrões internacionais.
- Abertura de mercado para barateamento dos medidores e alargamento das opções existentes.

A EDP defende a necessidade de uma política nacional de Governo para a implantação da medição inteligente e o necessário arcabouço legal robusto para a evolução dos sistemas de medição atrelados à capacidade de transmissão de dados, com o objetivo de promover a eficiente utilização do sistema elétrico da geração ao consumo

3 Visões de futuro para o parque gerador de energia elétrica

Conforme já mencionado, a EPE desenvolveu e utilizou um Modelo matemático de Decisão de Investimentos (MDI) para sinalizar a expansão ótima da oferta de energia elétrica, cujo objetivo é minimizar os custos de investimento e operação do sistema, dado um critério de confiabilidade explícito.

Diferentemente s planos anteriores, em que o CME era considerado como dado de entrada, obtido com base em estimativa das fontes e seus respectivos custos calculados como média dos preços dos projetos contratados em leilões, no PDE 2026, o CME é obtido como um subproduto do processo de planejamento, através da análise das propriedades do modelo matemático de otimização, sendo o custo marginal das equações de atendimento de energia e potência.

A avaliação da expansão da oferta de energia elétrica é realizada através da apresentação de diferentes visões de futuro, ao invés de apenas um cenário indicativo.

Tem-se o estabelecimento de um cenário padrão “Caso 1: Expansão de Referência” e, posteriormente, a análise de outros 7 cenários adicionais:

- Caso 2 - Expansão para o Cenário Alternativo de Demanda;
- Caso 3 - Expansão sob Incerteza da Demanda;
- Caso 4: Expansão considerando Redução do Custo de Investimento para Solar Fotovoltaica;
- Caso 5: Expansão com Restrição Total para UHE;
- Caso 6: Cenário de Restrição Hídrica no Nordeste;
- Caso 7 - Evolução da Expansão Indicativa no Cenário Livre;
- Caso 8 - Evolução da Expansão Indicativa no Cenário Expansão Dirigida.

A EDP acredita que poderia ser realizado um cenário adicional:

- Caso 9 - Expansão Incentivando UTE de Base

Ainda, há que se avaliar que a inviabilização de projetos hidroelétricos por restrições sócio-ambientais implica em se recorrer a fontes que podem promover maiores danos ao ambiente, principalmente no que diz respeito às emissões de gases causadores do efeito estufa, como as termoelétricas a carvão, uma vez que o atributo de flexibilidade operativa e a necessidade de potência complementar tornam-se imprescindíveis em cenário de expansão maciça de fontes não controláveis. Tal compensação torna-se incoerente, logo é necessário sanar o impasse entre segurança operativa e restrições sócio-ambientais advindas da construção de novas hidroelétricas ou termoelétricas, impreteríveis na matriz energética brasileira que se configura.

Caso 9: Expansão Incentivando UTE de Base

Desde 2005, os Leilões de Energia Nova resultaram na construção e instalação de mais de 12 GW de capacidade instalada de usinas termoelétricas no Sistema Interligado Nacional.

Essas usinas foram contratadas mediante a celebração de contratos por disponibilidade, firmados entre o agente vendedor e o agente de distribuição no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Este regime de contratação prevê uma remuneração fixa ao agente gerador, independente do que for efetivamente gerado, sendo destinada à cobertura dos custos fixos para a disponibilização da usina ao sistema. Além disso, quando despachado, o agente gerador recebe também uma parcela variável, referente ao custo variável unitário (CVU), sendo destinado à cobertura dos custos de operação e de combustível.

O objetivo dos contratos por disponibilidade é garantir a segurança do sistema hidrotérmico. Caso as condições hidrológicas sejam desfavoráveis, como em períodos secos, essas usinas podem ser solicitadas a despachar sua energia, reduzindo o risco do *déficit* de oferta do sistema como um todo. Ao contrário, quando as condições hidrológicas são favoráveis, essas usinas permanecem em *stand-by*.

Ou seja, como essas usinas termoelétricas foram contratadas considerando despachos em momentos pontuais, privilegiaram-se usinas com baixo custo fixo, porém elevado custo variável.

Tal fato é comprovado ao analisar as usinas contratadas, onde verifica-se que 55% das usinas possuem CVU acima de R\$ 200/MWh, conforme apresentado:

- 45% referem-se a usinas de baixo CVU (inferior a R\$200/MWh);
- 27% referem-se a usinas de CVU moderado (entre R\$200/MWh e R\$500/MWh);

- 28% referem-se a usinas de CVU elevado (superior a R\$500/MWh).

Contudo, desde 2012, as usinas térmicas vêm sendo acionadas de maneira rotineira. Conforme ilustrado na figura abaixo, é possível observar intensa geração das usinas de CVU elevado.

Geração de usinas com CVU > PLD Teto (MW/m)

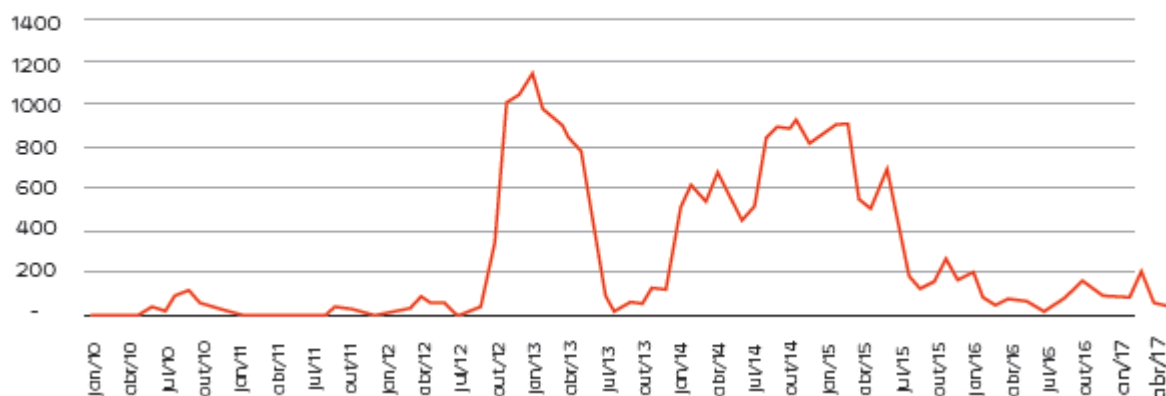


Figura 6 – Montante de geração de usinas com CVU acima do Preço de Liquidação de Diferença (PLD) teto nos últimos anos

Ademais, atualmente a expansão da oferta está fortemente alicerçada por fontes intermitentes (plantas eólicas) e por centrais hidroelétricas sem capacidade de regularização (usinas a fio d'água). Assim, em situações de adversidade hidrológica relativamente modesta já se tem que recorrer ao despacho intenso do parque termoeletrico.

A EDP acredita que o despacho intenso das termoeletricas observado a partir de 2012 deve ser entendido como uma condição estrutural nova do Sistema Elétrico Brasileiro e que deve permanecer com grande recorrência.

A EDP, em parceria com a Universidade de São Paulo representada pelo Prof. Dorel Soares Ramos e a MRTS Consultoria, realizou um estudo para comprovar os benefícios da inserção de térmicas de base.

A Figura 7 apresenta o cenário atual, com usinas térmicas despacháveis com CVU máximo em torno de R\$ 1.200,00/MWh e custo anual máximo próximo a R\$ 63 milhões.

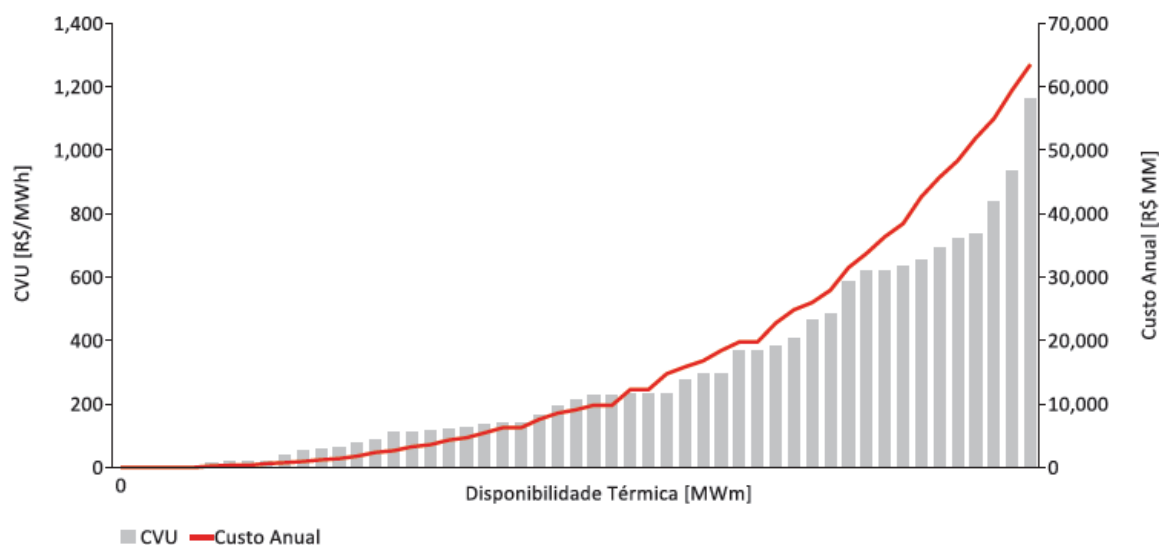


Figura 7 – Parque termoeletrico atual

A premissa do estudo era avaliar o impacto de substituir todas as termoeletricas de elevado CVU (aproximadamente 9,6 GWm) por termoeletricas de CVU máximo R\$250/MWh.

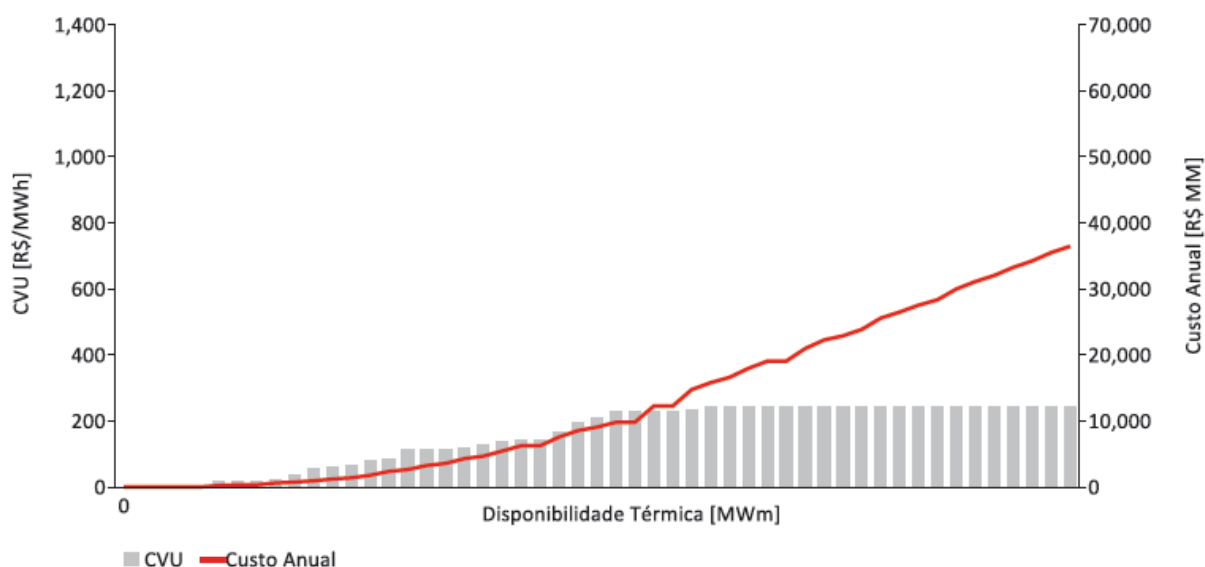


Figura 8 – Parque termoeletrico com UTEs de Base

Conforme pode ser observado ao comparar a Figura 7 e Figura 8, ao considerar a inserção de térmicas operando de maneira inflexível, o custo anual máximo é reduzido para R\$ 36 Bilhões.

Além disso, foram realizadas uma série de simulações para avaliar o impacto da inserção das termoeletricas de base nos diversos indicadores que avaliam o desempenho do Setor Elétrico.

A Figura 9 apresenta os dados relacionados ao custo térmico (R\$ Bi/Ano) e ao déficit (MWh).

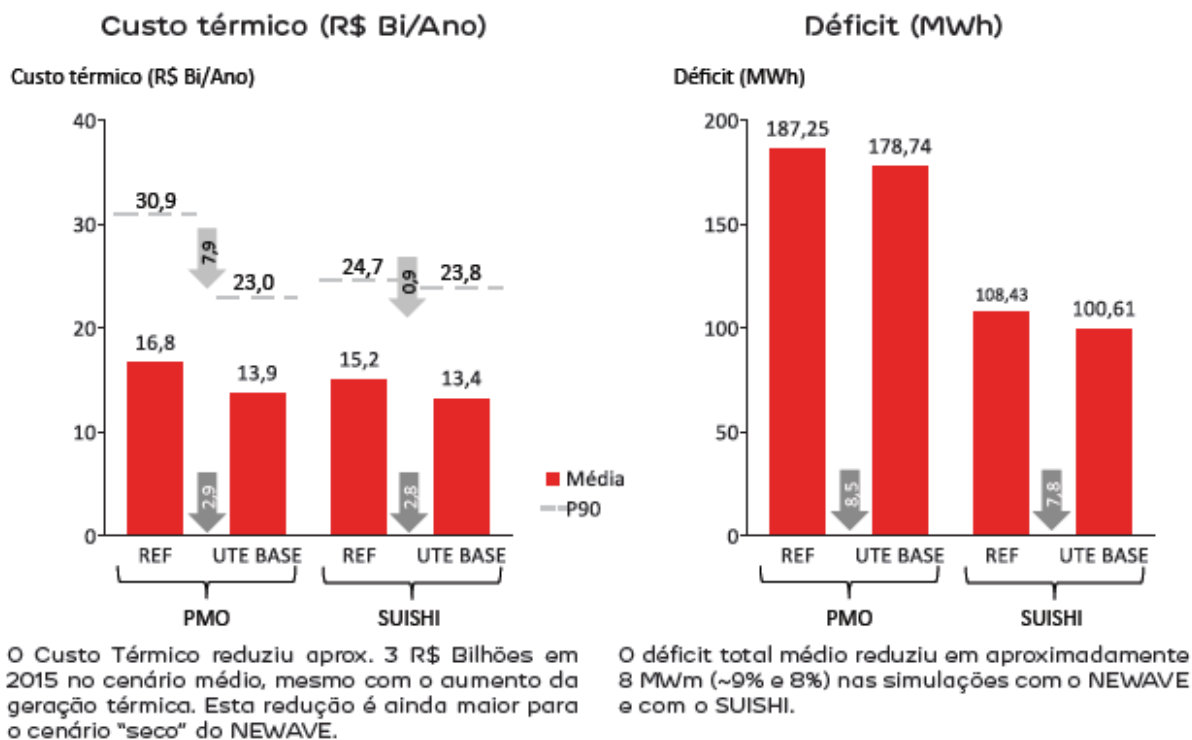


Figura 9 - Impacto no Custo Térmico e Déficit - 2015.

Além disso, também foi analisando qual seria o impacto no Preço de Liquidação de Diferença (PLD) ao considerarmos a viabilidade de térmicas de base. Assim, na simulação realizada, a volatilidade do PLD foi calculada em cada série sintética do NEWAVE e posteriormente foram obtidas a média e o percentil 90 destes 2.000 valores, considerando os casos com e sem térmicas de base.

Conforme pode ser observado nas figuras abaixo, as termoeletricas de base determinaram:

- Redução de aproximadamente 6 p.p. na volatilidade média e de aproximadamente 11,5 p.p. nas séries com maior variabilidade (P90);
- Melhoria do perfil de armazenamento no primeiro ano (2015) em que a conjuntura se encontra desfavorável e redução do armazenamento no final do horizonte nas séries médias e P90;
- Redução do custo térmico em aproximadamente R\$ 2,8 Bilhões no primeiro ano de operação.

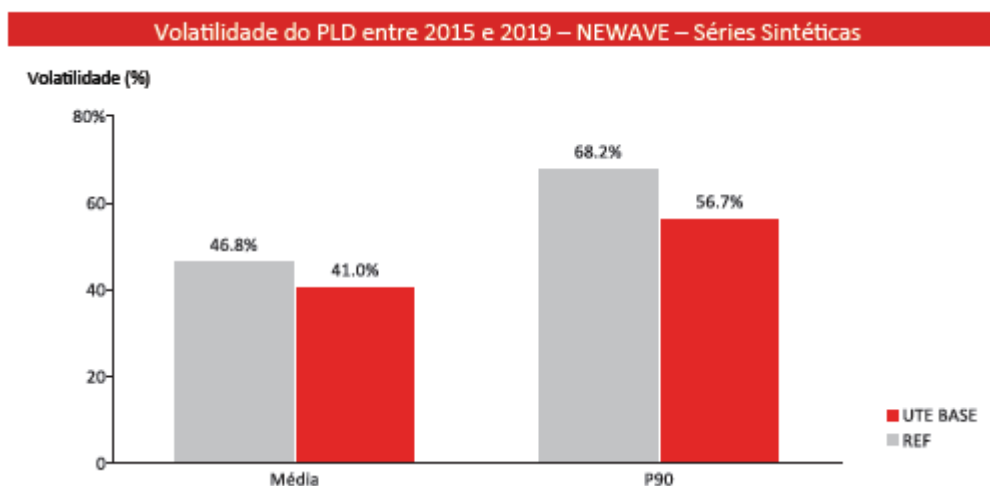


Figura 10 - Volatilidade do PLD – 2015 - 2019

Ademais, conforme ilustrado na Figura 11, avaliou-se também, de forma qualitativa, o impacto das termoeletricas de base nos diversos agentes do setor.



Figura 11 – Resumo dos impactos nos agentes

Diante do exposto, a EDP defende que a EPE deve avaliar o impacto de considerar a inserção de termoeletricas operando na base do sistema, com baixa inflexibilidade.

Transmissão de Energia Elétrica

Os leilões para os segmentos de geração e transmissão são promovidos de forma independente, embora com prazos de obras planejados sincronizadamente, de modo que as obras das linhas de transmissão e das usinas (hidroelétricas, termoeletricas, eólicas, solares, etc.) sejam concluídas praticamente ao mesmo tempo.

No que diz respeito às usinas hidroelétricas, um descasamento dos prazos configura-se uma situação em que, apesar da usina concluída, resta inexistente o necessário sistema de transmissão, ou seja, o sistema existente está com capacidade limitada para escoar a energia conforme programado. Tal situação traz impactos físicos e comerciais, uma vez que a utilização do recurso energético fica comprometida e o fato de uma unidade geradora ser considerada como “Em Operação Comercial”, sua garantia física passa a participar do MRE, contudo não se verifica a correspondente produção de energia em razão da incapacidade do sistema de transmissão promovida pelo atraso das obras conforme planejadas. Esse efeito reduz o GSF, consequentemente provoca custos ao MRE. Assim, é fundamental que os avanços na Transmissão devam estar alinhados com o planejamento de expansão da Geração. A discretização horária das análises de planejamento energético, bem como análises puramente elétricas devem ser contempladas na definição de novos troncos de transmissão e reforços no sistema.

De acordo com o disposto no PDE, as novas usinas hidrelétricas apresentadas na Tabela 1 podem compor a Geração até 2026.

Tabela 1 – Novas UHEs no PDE 2026

UHE	Estado	Potência (MW)	Data programada
Apertados	PR	139	2023
Castanheira	MT	140	2023
Comissario	PR	140	2023
Davinópolis	GO	74	2023
Ercilândia	PR	87	2023
Tabajara	PR	350	2023
Telemaco Borba	PR	118	2023
Foz do Piquiri	PR	93	2024
São Miguel	PA/MT	58	2025
Bem Querer	RR	708	2026
Buriti Queimado	TO	142	2026

UHE	Estado	Potência (MW)	Data programada
Itapiranga	SC/RS	725	2026
Maranhao Baixo	GO	125	2026
Porteiras 2	GO/MA	86	2026
Porto Galeano	MS	81	2026

Fonte: PDE 2026.

Assim, conforme apresentado na Figura 12, observa-se forte concentração de novas usinas na Região Sul, em especial, no Paraná, estado que concentra 927 MW do total previsto de 3.066 MW, a serem instalados até 2026.

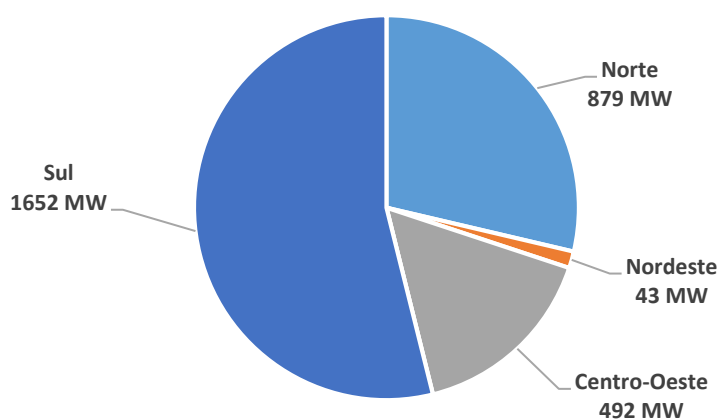


Figura 12 – Participação das Regiões nas Novas UHEs

Sendo assim, a EDP entende que possam ser adequadas as linhas referentes às localidades dispostas a seguir.

Maranhão

No que se refere ao Estado do Maranhão, não está previsto na Transmissão o início da operação em 2026 da UHE Porteiras, entre os estados de Goiás e Maranhão. O empreendimento terá 86 MW e poderá requerer reforços na rede.

Goiás

No Estado de Goiás, não está considerada na Transmissão a operação de três usinas:

- A UHE Davinópolis, com entrega prevista para 2023, de 74 MW;
- A UHE Maranhão de Baixo, prevista para 2026, de 125 MW; e
- A UHE Porteiras, previstas para 2026, com 86 MW.

São 285 MW acrescidos na rede atual, podendo requerer investimentos de rede para acomodar a nova geração.

Mato Grosso

No Estado do Mato Grosso, não está considerada na Transmissão a operação de duas usinas:

- A UHE Castanheira, com entrega prevista para 2023, de 140 MW; e
- A UHE São Miguel, com entrega prevista para 2025, de 58 MW.

As usinas totalizam quase 200 MW acrescidos na rede, podendo requerer também investimentos.

Mato Grosso do Sul

No que se refere ao Estado do Mato Grosso do Sul, não está previsto na Transmissão o início da operação em 2026 da UHE Porto Galeano, no município de Pouso Alto. O empreendimento terá 81 MW e poderá requerer reforços na rede.

Santa Catarina/Rio Grande do Sul

Na divisa entre os Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul, não está previsto na Transmissão o início da operação em 2026 da UHE Itapiranga. O empreendimento terá 725 MW e poderá requerer investimentos importantes na rede.

Paraná

No que diz respeito ao Estado do Paraná, não está previsto na Transmissão o início da operação em 2023 e 2024 das UHEs Apertados, Castanheira, Comissário, Davinópolis, Ercilândia, Tabajara, Telemaco Borba, Foz do Piquiri e Porto Galeano. Os empreendimentos totalizam 927 MW e também poderão requerer investimentos importantes na rede.

A EDP defende que sejam considerados os devidos reparos e investimentos na rede de Transmissão oriundos das novas hidrelétricas previstas no PDE. De forma complementar, sugere-se o estudo da licitação da Linhas de Transmissão de forma conjunta com as Usinas Hidroelétricas.

Oferta de Gás Natural

Conforme avançam o processo de desinvestimentos da Petrobras e as políticas discutidas no âmbito da iniciativa Gás Para Crescer, é esperada uma maior abertura no mercado de gás natural, com o compartilhamento das infraestruturas existentes (gasodutos, terminais de regaseificação, UPGNs, etc) e consequente atração de novos players para o setor.

Com relação à iniciativa Gás para Crescer, o MME, em parceria com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e a EPE, objetiva aprimorar as diretrizes e o arcabouço legal e regulatório do setor. As propostas apresentadas trazem avanços fundamentais para o desenvolvimento do setor de gás natural, que é um importante energético para o crescimento econômico do país e competitividade da economia.

Em face do caráter desafiador da maioria das propostas, criaram-se 8 subcomitês distintos a fim de aprofundar as discussões:

- escoamento, processamento e regaseificação (coordenado pela EPE);
- Transporte/estocagem (tendo como um dos relatores a EPE);
- Distribuição;
- Comercialização;
- Aperfeiçoamento da estrutura tributária do setor de gás natural;
- Gás natural como matéria prima;
- Aproveitamento do gás natural da União (tendo como um dos relatores a EPE);
- Integração entre os setores de gás natural e energia elétrica (coordenado pela EPE).

Como aspectos abordados neste projeto são temas relevantes, de impacto direto nas análises do PDE 2026 e, considerando que a EPE contribui ativamente em 4 dos 8 subcomitês do projeto, era esperado que as análises apresentadas no PDE englobassem mais amplamente as propostas discutidas nesta iniciativa.

É senso comum que muitas das frentes da iniciativa são desafiadoras e acarretam na necessidade de alteração de legislações e regulamentações vigentes. Portanto, se faz relevante a avaliação do desenvolvimento do setor de gás natural de maneira integrada, no horizonte decenal, considerando possíveis frustrações e atrasos das medidas propostas na iniciativa, consequentemente demonstrando o caráter vital de tais reformas na evolução dos diferentes setores energéticos do país.

Por exemplo, na página 194 é mencionado “*Mudanças no marco regulatório advindas da iniciativa Gás para Crescer, principalmente com a entrada de novos agentes e com o aumento de investimentos no setor, podem alterar a dinâmica do mercado regional de gás natural, assim como o acesso do mercado doméstico ao mercado de GNL*”.

Considerando a dependência da expansão do consumo de gás no Brasil em relação à importação e regaseificação de GNL, inclusive pela diminuição da importação via GASBOL, a EPE poderia desenvolver, com mais detalhes, este racional, abordando os impactos de uma abertura do acesso aos terminais de regaseificação da Petrobras *versus* uma continuação do *status quo* do setor.

Além disso, carece também de uma análise mais profunda da necessidade de armazenamento de gás natural em regiões estratégicas da malha, para que se mantenha a segurança do transporte de gás natural, principalmente em casos de contingência.

A maior dependência em relação ao GNL traz uma maior vulnerabilidade da matriz energética brasileira aos preços internacionais de combustíveis, portanto é fundamental a avaliação dos riscos da dependência do GNL nos preços finais da energia elétrica e os mecanismos mitigadores.

Como o PDE é um dos poucos documentos oficiais que aborda temas relacionados ao setor de energia elétrica e de gás natural, seria importante uma análise mais detalhada sobre como integrar estes dois setores de maneira mais produtiva, evidenciando possíveis benefícios, inclusive, do estabelecimento de térmicas de base utilizando gás natural, deixando a modulação do atendimento à ponta com as usinas hidrelétricas, o que mudaria completamente o panorama inicial.

Por fim, é importante ressaltar que, com relação à expansão malha de gasodutos, é essencial considerar também uma atualização do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviária (PEMAT).

A EDP acredita que uma avaliação mais minuciosa de riscos e cenários alternativos é necessária, em virtude da crescente dependência da matriz energética brasileira em relação ao gás natural. Deve ser estudado o estabelecimento de térmicas de base, utilizando gás natural, deixando a modulação do atendimento à ponta de consumo de energia elétrica às usinas hidroelétricas.

Eficiência Energética e Geração Distribuída

Eficiência Energética

O PDE 2026 apresenta a projeção do consumo final de energia incorporando os ganhos de eficiência energética, tomando como base o ano de 2016. Os números projetados para 2026 indicam uma conservação de energia de 17 milhões de tep adicionais, equivalente a 7% do consumo final energético do Brasil em 2015.

As bases metodológicas e a memória de cálculo não foram disponibilizadas de modo que fosse possível compreender o mecanismo utilizado para estabelecer a projeção da energia conservada no período. Por este motivo, a EDP passa a apresentar diversos aspectos que influenciam a quantificação dos ganhos de eficiência energética que, caso não considerados ou não modelados adequadamente, deveriam ser objeto de análise de sensibilidade e, se comprovada a sua relevância, incorporados aos modelos utilizados.

O cálculo dos resultados de ações de eficiência energética não é trivial, uma vez que depende de uma quantidade elevada de parâmetros técnicos e operacionais que, em geral, são de difícil mensuração e de alto custo. Por este motivo, um grupo de especialistas se organizou por meio de uma instituição denominada *Efficiency Valuation Organization – EVO*³ e desenvolveram o Protocolo Internacional de Medição e Verificação de Performance – PIMVP, que padroniza e propõe as melhores práticas para a mensuração dos resultados de ações de eficiência energética em instalações elétricas.

Conforme o próprio protocolo indica, cada avaliação de resultado incorre em custos para a sua quantificação que são crescentes com relação à sua acurácia. Evidentemente, o PIMVP indica as melhores práticas para otimizar o custo de medição e verificação, considerando cada implementação em particular. Contudo, haverá sempre um erro na avaliação, que precisa ser reconhecido segundo uma margem previamente aceita.

A fim de ilustrar a dificuldade de se determinar o ganho energético, podem-se citar alguns:

- Desvio entre o consumo específico nominal e o real;

³ <https://evo-world.org/en/>

- Variação das condições de operação dos equipamentos, que alteram o seu consumo específico;
- Diminuição do desempenho do equipamento ao longo do tempo de utilização;
- Norma técnica de desempenho, que atesta o desempenho do equipamento, preconizam testes sob condições padrão diferentes daquelas encontradas na operação;
- Complexidade do sistema energético envolvido na produção ou consumo;
- Interferências na operação dos equipamentos quando integrados com outros sistemas energéticos da instalação, que afetam o seu desempenho individual;
- Alteração do comportamento dos usuários ou operadores;
- Não linearidade do comportamento energético dos equipamentos;
- Alteração do ciclo de carga nominal ou específico;
- Erros de medição e propagação de erros;
- Utilização inadequada dos equipamentos ou sistemas, que passam a operar em condições fora da região nominal;
- Alteração da qualidade dos insumos energéticos.

Não bastasse a extensa lista de desafios para a mensuração dos resultados, a complexidade do tema exige profissionais de elevada competência, inclusive com certificação profissional específica. Cabe registrar que o Brasil ainda não conta com extensa e dedicada atividade de certificação das ações de eficiência energética que possa ser utilizada como referência precisa para mensuração e projeção da energia conservada.

É evidente, e o protocolo demonstra este fato, que a simples utilização da diferença entre os valores nominais de eficiência entre os equipamentos substituídos não podem simploriamente ser utilizados para calcular o montante de energia conservada, sob risco de assumir elevados erros de estimação.

Portanto, conclui-se que a projeção da energia conservada, como resultado da inserção de equipamentos mais eficientes no mercado, é de difícil e complexa mensuração, e requer uma projeção conservadora quando se objetiva indicar o seu efeito sobre o consumo final de energia do país.

Adicionalmente à dificuldade intrínseca de estimar o ganho de eficiência energética, é necessário atentar aos seguintes aspectos que também influenciam o consumo final de energia:

- (i) Demanda reprimida: os valores de intensidade energética e a experiência empírica do mercado de distribuição indicam a existência de uma demanda reprimida do consumidor, de modo que os eventuais ganhos de eficiência energética acabam sendo capturados pelo aumento do seu consumo;

- (ii) Elasticidade: costuma-se atribuir maior elasticidade aos consumidores com maior consumo, contudo há indícios que o mercado "reprimido", que busca encontrar um equilíbrio entre benefício no uso da energia e disponibilidade a pagar, apresente sensibilidade ao custo do insumo igual ou até maior que os energointensivos;
- (iii) Perdas: a migração do consumo regular para irregular impõe um outro perfil de consumo, de modo que, aliado à condição socioeconômica e ao custo da energia, anulam o potencial de redução do mercado pela inserção de equipamentos mais eficientes;
- (iv) Uso consciente: no Brasil ainda há poucos dados estatísticos sobre o impacto e perenidade das ações de conscientização do uso da energia, que incluem ações de efficientização e combate ao desperdício.

Com relação à projeção do mercado, em particular do efeito da autoprodução clássica, cabe observar que a simples estimativa matemática com base no crescimento histórico poderá sofrer significativo desvio a depender do resultado da Consulta Pública nº 33 do MME. Segundo se propõe, seria mantida a isenção dos encargos setoriais sobre a carga própria do autoprodutor, dentre as quais os valores significativos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, que coloca o regime de autoprodução num patamar mais atrativo que o período anterior utilizado para a projeção.

Pelos motivos expostos anteriormente, compreende-se que a projeção do mercado com posterior redução resultante de ações de eficiência energética precisa ser realizada em bases conservadoras, até que existam dados suficientemente confiáveis estatisticamente para incorporar na trajetória do PDE.

Como consideração final, é importante observar que o modelo regulatório atual, sobretudo o tarifário, pressupõe consumo crescente e remunera, inclusive, o segmento de distribuição de energia – que é uma indústria de rede – com base no consumo. Assim, a EPE deveria considerar nas ações de eficiência energética os efeitos positivos que uma regulação baseada em receita fixa para as distribuidoras traria, incentivando as concessionárias a serem indutoras da redução de consumo, e evitando assim investimentos expressivos nos sistemas de produção e transporte de energia.

Geração Distribuída

O PDE 2026 apresenta a projeção da geração distribuída também como um vetor de redução do consumo final de energia, com efeito semelhante aos ganhos de eficiência energética. Os números projetados para 2026, majoritariamente representados pelos sistemas fotovoltaicos, indicam uma quantidade total de 770 mil instalações, que somam 3,3 GWp, que deverão atender 0,6% do mercado de energia elétrica nacional.

A EDP aprova o estabelecimento de uma seção específica para a microgeração no PDE, alocando juntamente com o tema de eficiência energética e não com o tema de geração de energia elétrica, uma vez que a análise prospectiva ainda corresponde à lógica do consumidor que pretende diminuir sua conta de luz e não à lógica do empreendedor que busca vender a energia gerada.

A EDP também concorda que as projeções, assim como outros países, são atualmente mais dependentes dos critérios regulamentares (subsídios, isenção tributária, permuta ou compensação de energia, preço/tarifa, etc.) do que dos critérios de mercado (custo do equipamento, financiamento, acesso à tecnologia, etc.). A incerteza do ambiente regulatório impõe, por consequência, grande incerteza à projeção ora apresentada.

Não obstante, a despeito da baixa representatividade atual do mercado de geração distribuída com relação ao mercado total, cabe apresentar algumas considerações para a melhor caracterização dos efeitos futuros sobre o mercado de energia, a seguir descritos.

A inserção da tecnologia de geração distribuída, em especial da fotovoltaica, tem perfil incontestavelmente exponencial, conforme a evolução observada no Brasil e em outros países, tais como nos Estados Unidos, principalmente quando se observa a expectativa de redução de custos de instalação no longo prazo, conforme pode ser observado na Figura 13.

Custo de instalação da tecnologia solar fotovoltaica

(US\$/kW; média ponderada global)

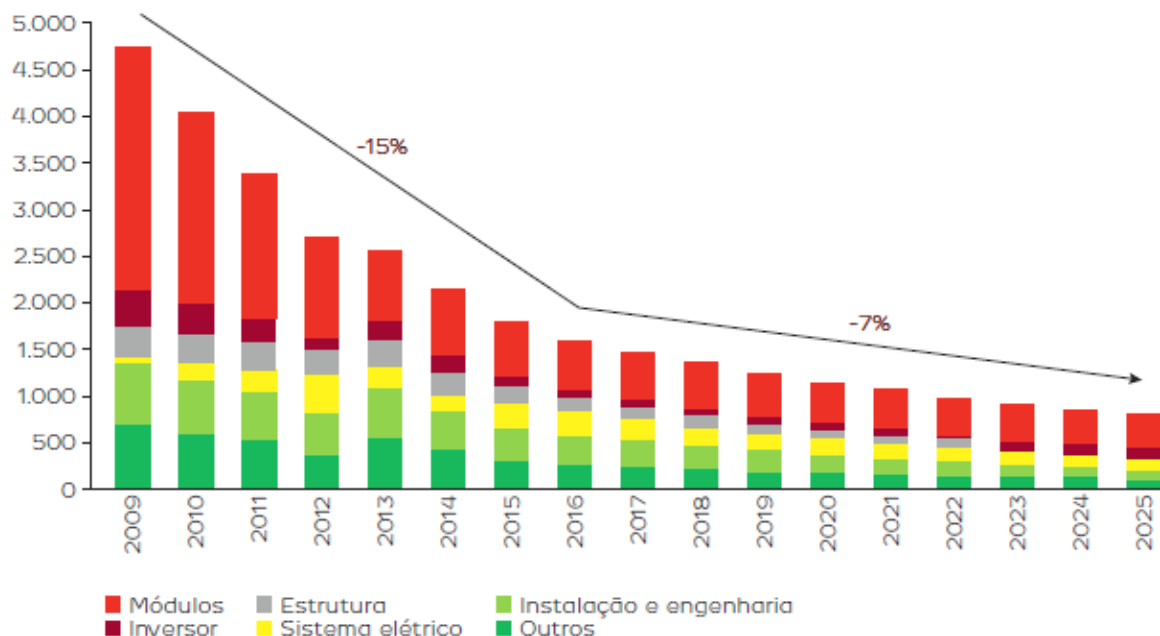


Figura 13 - Evolução do custo de instalação da tecnologia fotovoltaica nos EUA.

Por outro lado, a "agressividade" da curva observada nessas geografias varia com relação aos incentivos tributários e regulatórios. Ademais, é evidente que o comportamento

do mercado deverá encontrar, em algum momento, forças contrárias à sua evolução, que irão impor uma redução na velocidade da geração distribuída. Entretanto, no Brasil os números estão longe de indicar um arrefecimento evolutivo, o que caracteriza uma constatação empírica de um mercado exponencial.

Além da atratividade intrínseca da geração distribuída, adstrita ao custo do equipamento e custo da energia, há também outros aspectos que potencializam a viabilidade da tecnologia, que precisam ser incorporados nas projeções.

O primeiro aspecto diz respeito à evolução conjunta dos modelos de negócios focados em tecnologias integradas. Por exemplo, esquemas de aluguel remoto que contam com um conjunto de instalações que disponham de geração distribuída, armazenamento de energia e recarga para veículos elétricos, comercializados no âmbito de um comercializador varejista, deverão potencializar a atratividade conjunta devido aos seus efeitos sinérgicos e às oportunidades de gestão do risco do insumo energético.

O segundo aspecto está atrelado aos novos sinais econômicos que deverão influenciar o mercado em breve, tais como a tarifação dinâmica. Opções como a tarifa branca, resposta de demanda e tarifas/preços locais e horários, deverão trazer nova dinâmica ao mercado.

O terceiro aspecto é atribuído à dinâmica de viabilização das instalações com relação ao seu porte. Os projetos de menor potência se viabilizam mais rapidamente, o que se pode observar pelo aumento da potência instalada. Os projetos que envolvem instalações para o atendimento de um conjunto de unidades consumidoras dos grupos empresariais comuns, que foram viabilizadas por meio da Resolução ANEEL 687 de 2015, representam potências da ordem de 1 a 5 MW, ainda estão em fase de maturação, viabilização e contratação. Quando tais projetos entrarem em operação, deverão alterar substancialmente a curva de evolução observada até então, majoritariamente baseadas em potências menores que 10 kW.

Com relação às fontes de geração distribuída, o PDE indica predominância da fonte solar e alguma participação do biogás (menos de 10%). Todavia, pelos mesmos motivos apresentados anteriormente, destacamos que os projetos de aproveitamento hídricos, que também passaram a ficar mais atrativos após 2015, deverão ser paulatinamente acrescentados ao *deck* de geração distribuída, cobrindo parcialmente o mercado atualmente restrito às Centrais Geradoras Hidrelétricas - CGHs.

Finalmente, com relação à inserção dos veículos elétricos, também de natureza exponencial, apesar de ocorrer posteriormente à tecnologia de microgeração fotovoltaica, representa um mercado energético potencialmente maior devido à sua natureza substitutiva. A viabilização econômica do veículo elétrico tem a capacidade de transformar o mercado rapidamente, bastando passar a vida útil dos veículos a combustão remanescentes no mercado. No caso da microgeração, mesmo após a sua viabilização econômica, deverá ganhar

espaço numa velocidade menor, de modo a acompanhar a desmobilização das grandes instalações de energia do país.

Portanto, as incertezas são tamanhas que não justificam ainda a utilização de mecanismos mais refinados para a projeção do impacto da geração distribuída no consumo de energia, no entanto, sabendo que carecerão de ajustes nas próximas edições.

Conclusão

O PDE 2026 apresentou uma série de aperfeiçoamentos com relação às edições anteriores. A EDP reconhece a evolução metodológica e acredita que premissas adicionais poderiam ser incorporadas às análises já realizadas e, além disso, outros estudos também poderiam ser contemplados no documento.

Com relação às premissas econômicas e de demanda, a EDP sugere revisitação de algumas premissas a fim de: (i) a velocidade de elevação da elasticidade-renda leve em conta a redução do consumo derivada de maior eficiência energética até 2026; (ii) se especifique o avanço do consumo de gás natural nos segmentos Industriais de consumo crescente; (iii) seja considerado o aumento de consumo de energia elétrica na matriz de Transportes com o aumento dos km de rede de metrô e trens de passageiros; (iv) seja revisto o impacto do crescimento no PIB sobre o consumo de gás natural no segmento de Transportes, sendo o gás natural veicular um bem inferior; e (v) considerem-se os efeitos da CDE sobre o consumo das Regiões.

Ademais, é primordial incorporar no PDE 2026 o impacto dos aprimoramentos do modelo do Setor Elétrico apresentados no âmbito da Consulta Pública nº 33 do MME. A EDP entende que, uma vez implementadas as propostas discutidas, principalmente com relação à separação de lastro e energia e a realização de leilões centralizados para contratação de lastro, o PDE terá um caráter determinístico ao invés do indicativo com relação à geração de energia elétrica.

A EDP acredita também que o despacho intenso das termoeletricas observado a partir de 2012 deve ser entendido como uma condição estrutural nova do Sistema Elétrico Brasileiro e que deve permanecer com grande recorrência. Assim, é primordial a realização de uma análise de cenário adicional, considerando a viabilidade de térmicas de base.

A EPE discute alternativas para atendimento de ponta. Contudo, é essencial abordar também outros atributos como: (i) confiabilidade; (ii) velocidade de respostas às decisões de despacho; (iii) contribuição para redução das perdas; (iv) economicidade proporcionada ao sistema de transmissão ou de distribuição; (v) capacidade de atendimento nos momentos de maior consumo; (vi) capacidade de regulação de tensão e de frequência; dentre outros.

Com relação ao gerenciamento pela demanda, a EPE aborda a importância da medição horária. A análise horária representa um grande avanço à medida em que é avaliada a flexibilidade operativa do sistema, de forma a elevar sua capacidade de atendimento nos

períodos de maior demanda e reduzir a geração nos momentos de carga leve, respeitando ou redefinindo, seja por despacho térmico adicional, seja por redução na energia armazenada, as médias mensais de geração e custo marginal de operação associado, por cenário hidrológico.

A EDP entende que a modernização da infraestrutura de medição inteligente caracteriza-se como fundamental e deve promover ganhos de eficiência a todos os agentes do Setor Elétrico Brasileiro. Particularmente, em estudo realizado no Reino Unido, fica evidente que o maior impacto positivo promovido pela medição inteligente refere-se justamente à redução da necessidade de expansão da oferta no sistema. O estudo faz parte da contribuição da EDP à Consulta Pública nº 033, desse MME.

Contudo, é necessária como condição precedente, o estabelecimento de uma política nacional de Governo para a questão da medição inteligente, materializada em uma legislação abrangente, envolvendo: (i) critérios para o rateio de custos entre todos os beneficiários (consumidores, comercializadoras, distribuidoras e geradoras); (ii) ampliação do escopo de atuação das distribuidoras, para que a infraestrutura de comunicação possa ser explorada pela própria concessionária; (iii) avanços na metrologia de maneira a estabelecer um padrão compatível com as exigência e capacidade de absorção pelos agentes e sociedade, não se limitando à equiparação de exigências nacionais aos padrões internacionais; e (iv) abertura de mercado para barateamento dos medidores e alargamento das opções existentes.

Já com relação ao segmento de transmissão, a EDP defende que sejam considerados os devidos reparos e investimentos na rede de transmissão oriundos das novas hidrelétricas previstas no PDE.

E, com relação ao segmento de gás natural, deve ser realizada uma avaliação mais minuciosa de riscos e cenários alternativos em virtude da crescente dependência da matriz energética brasileira em relação ao gás natural. Ademais, devem ser incorporados, com mais detalhes, os tópicos abordados no âmbito da iniciativa “Gás para Crescer”.

No tocante às análises referentes à eficiência energética, a EDP entende que a projeção do mercado com posterior redução resultante de ações de eficiência energética precisa ser realizada em bases conservadoras, até que existam dados suficientemente confiáveis estatisticamente para incorporar na trajetória do PDE.

E, por fim, com relação às projeções referentes à geração distribuída e aos veículos elétricos, a EDP entende que ainda não há justificativas para a utilização de mecanismos mais refinados para a projeção do impacto destas variáveis no consumo de energia, no entanto, a EPE deve considerar que, nas próximas edições, ajustes deverão ser realizados.