



GE
Av. Magalhães de Castro, 4.800
Torre Continental – 10º andar
05676-120 - São Paulo - SP -Brasil

T 11 3067-8437
F 11 3067-8040

São Paulo, 25 de agosto de 2017.

Vsa.Exa. Sr. Fernando Coelho Filho
Ministro de Estado
Ministério de Minas e Energia
Esplanada dos Ministérios – Bloco U, 8º andar
Brasília – DF
70065-900

Estimado Ministro Fernando Coelho,

Ao cumprimentá-lo, gostaríamos de saudar a iniciativa deste Ministério, no sentido de revisar e melhorar o regramento institucional do sistema elétrico brasileiro, através da consulta pública #34 sobre o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026.

Acreditamos que a General Electric tem muito a contribuir para este esforço, não somente como fornecedora de equipamentos de alta tecnologia e serviços para toda a cadeia de geração e transmissão, mas também por meio de nossa experiência regulatória nos mais de 180 países em que atuamos.

Presente no Brasil há 98 anos, a GE tem equipamentos voltados à geração eólica, solar, hídrica, turbinas para geração térmica a gás e carvão, armazenamento com baterias e soluções híbridas, que respondem hoje por mais de um terço de toda a energia produzida no país.

Nesse sentido, gostaríamos de oferecer este documento como uma contribuição para a revisão do referido PDE 2026, nos seus diversos capítulos, bem como em relação às alternativas para a ponta do sistema.

Recomendamos que o PDE 2026 tenha caráter determinístico e garanta aderência entre o planejamento e a execução da expansão do sistema. Isso traria maior previsibilidade ao mercado, possibilitando à indústria melhores condições de planejamento, espaço para otimização, e ambiente propício ao surgimento de inovações.

Acreditamos também na possibilidade de que este seja um instrumento de aferição do atingimento dos diversos indicadores socioeconômicos do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e das correspondentes metas assumidas pelo Brasil – como o Acordo de Paris de 2015.



Manifestamos também nossa concordância com relação ao novo método de análise e planejamento da expansão da oferta, que passou a levar em conta o atendimento da demanda máxima e o perfil de geração de cada uma das fontes. O referido método continua a apresentar oportunidades de aperfeiçoamento e de desenvolvimento de novas ferramentas computacionais, conforme apontado no próprio texto desta Consulta Pública, mas é claramente um avanço.

O resultado desta evolução será tão mais crível e aderente à realidade do país, quão mais próxima estiver a Empresa de Planejamento Energético (EPE) dos agentes do setor elétrico durante o seu desenvolvimento. Transparência e publicidade serão fundamentais.

Agradecemos ainda a atenção dispensada em nosso último encontro, em 14/08 passado, e reafirmamos nosso apoio às políticas do setor.

Atenciosamente,

Viveka Kaitila
CEO da GE do Brasil Ltda.

C/C enviada ao sr. Luiz Augusto Barroso, presidente da Empresa de Planejamento Energético – EPE



Contribuições da General Electric do Brasil ao Plano Decenal de Expansão de Energia 2026

1. Térmica

1.1 Gás Natural

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 ("PDE 2026") contempla o aumento da fonte térmica a gás natural. É fundamental que esta iniciativa seja adequadamente vinculada ao Programa "Gás para Crescer", mencionado no documento do PDE, principalmente no que tange às soluções de ponta. Estas exigirão uma sintonia muito fina com o novo desenho do setor de gás natural, especialmente nas questões referentes ao modelo de *"take or pay"*.

A cogeração a gás natural, sobretudo aquela conectada com a indústria, precisa figurar de forma relevante nos leilões de contratação de energia. Hoje, o cliente industrial tem acesso a preços mais convidativos no mercado livre para contratos de médio prazo. Esta energia gerada pela cogeração a gás, embora possa ser menos competitiva do que aquela no mercado livre, é ainda bastante competitiva quando comparada com os preços ofertados para as novas adições ao sistema.

Assim, para estimular a cogeração, é necessário o estabelecimento dos instrumentos adequados para que esta fonte participe do leilão, levando-se em conta suas características particulares de inflexibilidade. Mercados vizinhos, como a Argentina, por exemplo, já estão realizando leilões de cogeração com um desenho de preços mais adequado, permitindo o aumento de uma fonte de energia que é mais eficiente (80%) do que as térmicas 'convencionais' (60-62%).

Esta energia, embora mais cara do que aquela disponível no mercado livre – considerando-se o mix atual do sistema elétrico brasileiro –, é mais barata em comparação com os preços ofertados para as novas adições de energia ao sistema em leilão. Um veículo adequado, que permita a exportação da energia de cogeração para o sistema, e que capture este potencial nos leilões de compra de energia, poderá viabilizar diversos projetos de cogeração no país.

1.2 Carvão

É fundamental a modernização do parque térmico a carvão existente, através da substituição por usinas não poluidoras e mais eficientes, bem como o aproveitamento das jazidas existentes de carvão nacional para instalação de novas usinas com alta eficiência



energética. O atual estado da arte das tecnologias GE para plantas térmicas de queima de combustíveis sólidos – como o carvão brasileiro – possibilita índices de eficiência elétrica acima de 40% na geração de energia, já descontados os consumos internos da planta.

Para a melhor utilização do carvão nacional, a GE sugere a utilização dos ciclos a vapor denominados de supercríticos, onde a qualidade do vapor gerado maximiza a performance da planta e minimiza as emissões ambientais – como CO², entre outros – com os menores índices possíveis de CO²/kWh gerado.

Associado à elevada eficiência elétrica, a GE dispõe ainda de tecnologias de controle ambiental, com sistemas de limpeza de gases da combustão, oferecendo baixos índices de emissão de poluentes produzidos por este tipo de tecnologia e atendendo aos níveis estabelecidos pela legislação brasileira e internacional, bem como das instituições financeiras de fomento, investidores nacionais e internacionais.

O preço do carvão nacional oferece ainda uma solução econômica viável e atrativa para a implantação de térmicas utilizando este combustível para compor o mix de geração termelétrica, principalmente na região Sul do país.

2. Hidráulica

O PDE 2026 contempla uma grande quantidade de projetos entre 70 e 250MW de capacidade, porém devem ser observadas as tarifas a serem sugeridas, a fim de atrair o interesse dos investidores. Grande parte destas usinas já possuem estudos de impacto ambiental aprovados, o que traz vantagens do ponto de vista da viabilidade. Estes projetos poderiam também ser categorizados pela sua flexibilidade de conexão à rede – empreendimentos que estão próximos às cargas (nas regiões Sul e Sudeste) deveriam ser valorizados pela sua capacidade de disponibilizar energia sem perdas de transmissão.

O potencial hidráulico deve ser explorado para projetos de grande porte, não só para ampliar a energia de base, mas também para fomentar a indústria de equipamentos, que é parte integrante da política industrial, garantindo que este setor permaneça sustentável e investindo em inovações tecnológicas. A modernização do parque hídrico existente poderá também trazer novo estímulo ao setor, ao estimular a incorporação de novos equipamentos nas usinas. Alguns projetos de grande importância para aumentar a reserva de capacidade poderiam ser contemplados, como: Marabá, Santa Isabel e São Jerônimo, entre outros.



3. Renováveis

3.1 Eólica

A energia eólica foi a fonte que mais contratou desde 2009, respondendo por quase 50% do total de MW contratados, incluindo Belo Monte. O sucesso de contratação da eólica se deveu a uma combinação de ambiente comercial claro e estruturado, agentes com capacidade de medir riscos e empreender, e o preço competitivo da fonte. Mesmo com o aumento da nacionalização a partir de 2013, a indústria eólica rapidamente respondeu, continuando sua trajetória de sucesso.

De fato, o sucesso do setor elétrico depende, na origem, da fabricação, entrega e instalação eficiente dos correspondentes equipamentos de G, T e D. A indústria leva tempo e demanda elevado investimento para se estabelecer e somente se viabiliza com volume, cujo único originador é o próprio setor elétrico. Portanto, há uma simbiose indiscutível entre o setor elétrico e a respectiva indústria. Um não sobrevive sem o outro.

Neste sentido, destacamos que o Caso 1 - Expansão de Referência do PDE (Tabela 16, p. 102), apesar de refletir corretamente o atual cenário de projeção de demanda, apresenta situação desafiadora para a indústria eólica, com 2018 e 2019 sem novas instalações, 2020 com apenas metade do nível sustentável de instalações, e a retomada do histórico patamar de 2GW/ano somente a partir de 2021.

Preocupa-nos sobremaneira o Caso 7 – Cenário Livre, onde mais de 20GW de eólica estariam concentrados entre 2023 e 2026, sem nenhum novo contrato ou instalações de 2018 a 2022. Por ter sido uma das principais desenvolvedoras da cadeia de fornecimento eólico, o entendimento da GE é de que a capacidade competitiva e a sustentabilidade da indústria ficam comprometidas neste cenário.

O PDE 2026 indica clara busca por flexibilidade operativa, que possibilite ao sistema elevar sua capacidade de atendimento nas horas de maior demanda e reduzir a geração nos momentos de carga leve. O conjunto hidro-eólico-térmico brasileiro tem potencial para exercer esta flexibilidade, desde que o sistema de preços e a operação do sistema estejam preparados para lidar com duas fontes estocásticas e complementares (hidro e eólica) e uma fonte determinística (termo).

Nesse sentido, o PDE apresenta uma evolução, ao utilizar o MDI e o real perfil de geração de cada fonte. No entanto, esta evolução, para surtir efeito prático, tem de atingir também a operação em tempo real do setor, com a devida adaptação dos modelos computacionais e da filosofia de despacho.



No caso específico da eólica, é inegável que possui perfil de geração variável. No entanto, há previsibilidade nesta variação, de forma que é possível planejar a operação para conviver com a variabilidade e até tirar proveito dela. Por exemplo, dada a necessidade de expansão para atendimento à demanda de potência, a associação de UHEs existentes, mesmo a fio d'água, a repotenciação/motorização de UHEs com a geração eólica, e a complementação térmica flexível pode trazer alívio ao sistema, caso a sua operação privilegie o armazenamento hídrico nos momentos de alto vento e utilize a geração hídrica nos momentos em que for necessário complementar a demanda / oferta de ponta.

De fato, do ponto de vista energético, a eólica presta grande serviço, pois sua safra anual coincide justamente com a entre-safra da hidro. A energia exportada pelo Nordeste foi consumida em outras partes do país. É correto afirmar que se turbinou menos hídrica e/ou despachou-se menos térmica. Em uma situação de precificação perfeita, este fenômeno seria maximizado e os agentes seriam remunerados adequadamente pelo que se entende como operação energética ótima do sistema.

A variabilidade da geração eólica pode ser ainda amortecida por uma estratégia de hibridização *in loco* com solar e/ou com baterias. O perfil diário de geração da solução híbrida, em várias áreas do Nordeste, é cerca de 20% mais "flat" do que a eólica pura.

A recém publicada portaria que indica a realização de leilões A-4 e A-6 ainda em 2017 traz alívio bem-vindo à indústria. No entanto, o abandono da contabilização quadrienal e o reforço nas penalizações anuais aumenta a percepção de risco, especialmente pelos agentes financiadores. Isso retira provavelmente parte da competitividade da fonte. Também seriam necessários esclarecimentos quanto ao tratamento da energia existente e da descotização. Em especial, como estes pontos afetarão a demanda por novos empreendimentos e as projeções do PDE 2026.

Nossa contribuição principal no quesito inserção eólica é salientar que o aproveitamento pleno do farto recurso primário brasileiro vai exigir alterações no modelamento, precificação e operação do sistema elétrico. O perigo de não se romper com as formas tradicionais de análise é continuar acessando soluções padrão, impedindo a inovação, culpabilizando-se as fontes renováveis e adotando tecnologias defasadas do *mainstream* mundial.

3.2 Solar

No terceiro cenário do PDE 2026, é apresentada a visão de que esta fonte de energia enfrenta mais desafios do que aqueles considerados nos outros cenários. No entanto, deve ser levada em consideração a vocação desta fonte para hibridização com a fonte eólica, melhorando assim a curva de potência dos empreendimentos.



3.3 PCHs

A participação das PCHs na matriz energética brasileira deve ser ainda mais relevante, já que esta fonte, além de contribuir para o desenvolvimento energético, beneficia as comunidades em seu entorno, tem baixo impacto ambiental, e facilidade de conexão à rede sem necessidade de investimento em transmissão, por sua proximidade aos centros de carga.

Consideramos muito conservadora a proposta de contratação de 300MW médios anuais para as PCHs. Existem hoje em torno de 7GW de PCHs outorgadas ou em outorga. Assim, acreditamos que o crescimento de 700MW ao ano seria mais adequado para permitir o desenvolvimento desta fonte. Também seria interessante ampliar a definição de PCH para até 50MW, a fim de atrair mais investimentos e propiciar o desenvolvimento de novas tecnologias e produtos.

Além disso, é possível compensar o período de secas nas PCHs através da adição de painéis solares no reservatório, aumentando o fator de carga destas usinas e tornando-as híbridas, sem aumento da transmissão associada.

3.4 Biomassa

O atual estado da arte das tecnologias GE para as plantas de biomassa permite uma oferta firme de soluções de alta eficiência elétrica, da ordem de 40% NET, criando assim a possibilidade de aumentar a participação desta fonte na matriz brasileira.

Atualmente, a GE sugere a utilização do ciclo a vapor supercríticos também para as plantas de biomassa, nos quais a qualidade do vapor gerado maximiza a performance da planta e minimiza as emissões ambientais de CO₂, com os menores índices possíveis de CO₂/kWh gerado.

Alguns estudos de viabilidade técnico-econômico dos projetos de biomassa, promovidos pelos investidores do setor de energia, já consideram blocos de geração na faixa de 100 a 150MW por unidade geradora. Estes blocos são configurados com a utilização de caldeiras do tipo CFB ou de queima tangencial, turbinas a vapor e geradores de alto rendimento, utilizando ciclos térmicos adequados e configurados para este nível de eficiência. Portanto, sugerimos a inclusão no PDE de usinas de biomassa maiores do que 100MW.



4. Alternativas para a ponta

Com relação ao tema de alternativas para atendimento à ponta de carga do sistema, ficamos satisfeitos em verificar que o tema foi contemplado nesta edição do PDE. Concordamos que o crescimento da geração através de fontes intermitentes, aliado à expectativa de vertimentos turbináveis em determinadas épocas do ano, confere ao sistema interligado nacional a oportunidade de utilização de fontes específicas para entregar energia somente durante a ponta de carga do sistema. Entretanto, ressaltamos alguns aspectos com relação ao tema.

Dentre as alternativas para atendimento à ponta, deve também ser considerada a utilização de tecnologias híbridas de geração de energia, como baterias conectadas diretamente a parques eólicos ou solares. A utilização desta tecnologia tem se demonstrado bastante eficaz justamente para atenuar os efeitos da intermitência, ou ainda alterar o perfil de geração de um determinado parque, de forma que a geração líquida se aproxime daquela mais adequada para atender à demanda de um determinado local do sistema, permitindo a utilização otimizada dos recursos energéticos existentes no país. Ainda, considerando-se que parte da justificativa para utilização destas alternativas refere-se à atenuação dos efeitos de fontes intermitentes, esta pode ser uma alternativa para já contemplar investimentos em armazenamento diretamente relacionados a projetos de geração com característica intermitente.

A necessidade de novos modelos de contratação das alternativas à ponta foi colocada de maneira pertinente no PDE. Entretanto, o tema necessita ser discutido de maneira mais aprofundada no texto, indicando alternativas. Mercados de capacidade vêm sendo extremamente profícuos em alguns lugares do mundo, como nos casos da Califórnia e Inglaterra. Mas em outros países, como a Austrália, os custos de energia vêm aumentando devido à modelagem inadequada das formas de remuneração destas tecnologias. No PDE 2026, está prevista a entrada dessas alternativas já a partir de 2021, ou seja, em apenas quatro anos, tempo muito curto frente à necessidade de criação de novos mecanismos de mercado para a correta monetização destes recursos pelos investidores.

Adicionalmente, em função da possibilidade de utilização das tecnologias híbridas supracitadas, arranjos específicos de mercado também devem ser considerados, como um mercado para os serviços anciliares, entre outros. Deste modo, alternativas para estes mecanismos de mercado precisam ser colocadas neste momento, a partir da ótica do planejador, para que o mercado possa se preparar de maneira adequada.

Reforçamos também o nosso alinhamento com o PDE no sentido de que o planejamento mais adequado de fontes para atendimento à ponta virá somente com a utilização de modelos e ferramentas computacionais com discretização temporal horária. Desta forma, a representação das fontes de geração pode ser realizada considerando as características



técnicas de cada uma das fontes no processo de planejamento. Conforme a descrição do PDE 2026, entendemos que o desenvolvimento destes modelos está no *roadmap* da Empresa de Planejamento Energético (EPE) para as próximas edições do Plano Decenal.

O PDE 2026 poderia contemplar de forma mais específica, conforme a Nota Técnica nº 026/2011, ampliações disponíveis em usinas em operação, como São Simão, 3 Marias, Porto Primavera, entre outras. Este potencial de ampliação é da ordem de 5GW, que, se utilizados em despacho de ponta, ou para suprir as ocasionais intermitências de outras fontes, permitiria maior flexibilidade ao sistema, pois estas usinas já se encontram conectadas ao Sistema Integrado Nacional (SIN). Desse modo, não haveria necessidade de novos investimentos em transmissão, tornando esta opção bastante competitiva, tanto em termos de custo – não há necessidade de construção de barragens – como em termos de tempo de implantação – apenas o prazo necessário para a construção dos equipamentos. Além destas ampliações, sugerimos também a iniciativa de motorizar os espaços disponíveis nas usinas, com o uso de novas máquinas.

Existe um espaço significativo na nova matriz elétrica para contratações de energia que correspondem a alternativas de ponta. É fundamental que o planejador indique de forma mais detalhada as características requeridas pelo Sistema Elétrico Brasileiro, em termos de tamanho dos projetos, tecnologia utilizada, sub-regiões contempladas, entre outros, de modo que os investidores possam desenvolver projetos adequados a estas necessidades.

Por fim, é importante considerar o potencial para uso de usinas híbridas PCH/Solar e Eólica/Solar, que permitiriam a regulação de fontes intermitentes, dando flexibilidade ao sistema sem aumento na transmissão.

São Paulo, 25 de agosto de 2017.

Elaboração: equipe de Energia da General Electric do Brasil Ltda.