



Contribuições ao Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (CP MME nº 101.2020)

22 de janeiro de 2021



SUMÁRIO

1. DEMANDA	3
2. GERAÇÃO CENTRALIZADA.....	4
2.1 Um novo olhar para as UHEs.....	4
2.2 Rodada Livre.....	5
2.3 Avaliação com curva de carga horária	5
2.4 Resposta da Demanda	5
2.5 Caso com diferentes projeções de demanda	6
2.6 Inflexibilidade termelétrica.....	6
2.7 Novos Critérios de Suprimento	7
2.8 Descomissionamento do Parque Termelétrico	7
2.9 Lastro de Capacidade das Fontes.....	7
3. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E REDs.....	9

1. DEMANDA

No Box 2-3, são apresentados cenários alternativos para a demanda de energia elétrica de acordo com o comportamento do cenário macroeconômico verificado. Especificamente se tratando do índice de “perdas e diferenças”, foi considerado que, no cenário inferior (em que o país apresenta pior desempenho econômico e crescimento da carga de energia aquém do observado no histórico), as perdas se mantêm constantes até o final do horizonte.

Sugere-se que seja considerada uma tendência de aumento moderado no índice de “perdas e diferenças”, ao longo do horizonte, neste cenário inferior, já que um ambiente econômico adverso apresenta como consequência a elevação das perdas comerciais.

Um outro ponto de atenção é que a recuperação da carga do SIN ocorrida no final do ano de 2020 para níveis próximos a 2019 indica que o ponto de partida do cenário de referência poderia estar subestimado deslocando a curva de demanda, o que poderia ser revisado utilizando como base dados mais atuais.

2. GERAÇÃO CENTRALIZADA

2.1 Um novo olhar para as UHEs

O PDE inicia uma discussão a respeito dos diferentes serviços que as UHEs poderiam prestar ao sistema em um novo paradigma de operação onde a disponibilidade de potência e a flexibilidade operativa se tornam mais necessárias. Neste ponto, uma consequência dessa nova perspectiva poderá ser a revisão dos inventários com o objetivo de valorizar esses outros atributos das UHEs. Com relação a essa visão da EPE, cabe o questionamento se a valorização desses atributos das UHEs ensejaria revisar os inventários de modo a considerar a construção de novas UHEs com reservatórios e não somente usinas a fio d'água.

Além disso, em um dos cenários *what if* simulados, foi realizado o exercício que buscou quantificar a mudança de operação das UHEs com o objetivo de aumentar a disponibilidade de potência ao sistema. Neste contexto, é importante também realizar outras sensibilidades para quantificar a prestação de outros serviços que as UHEs podem prestar, tais como a flexibilidade, inércia e controle de tensão e frequência.

Sugere-se incluir na análise de custo-benefício a possibilidade de revisar a expansão do setor considerando o novo paradigma operativo das hidrelétricas e o consequente aumento na demanda para atendimento de energia por outras fontes do sistema.

Também é importante reconhecer no PDE a necessidade de desenvolvimento de novos projetos hidrelétricos, não só pela questão de reserva energética e para atendimento às necessidades eletro-energéticas do sistema elétrico nacional, mas também como promotor de uma série de outros benefícios ao país e à sociedade, como: regularização de corpos d'água, irrigação, abastecimento público, controle de cheias, transporte fluvial, recreação, turismo, grandes extensões de Áreas de Preservação Permanente, bem como maior segurança hídrica, aumento da umidade e chuvas locais, além de promover a inclusão social

e econômica das regiões, com investimentos perenes aos municípios por meio da contribuição pelo uso do recurso hídrico (CFURH), dentre outros.

Finalmente, com relação às Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR), são empreendimentos que permitem assegurar o crescimento sustentável das energias renováveis intermitentes através da (i) sua capacidade de regulação e modulação para atendimento do perfil horário, (ii) capacidade de armazenar energia excedente das fontes intermitentes quando geram energia elétrica em momentos de demanda reduzida, (iii) prover inércia ao sistema, (iv) atendimento rápido de necessidade de potência e (v) prover regulação de tensão ao sistema. Dessa forma, recomenda-se que a modelagem desta tecnologia seja aperfeiçoada.

2.2 Rodada Livre

No exercício realizado sem as restrições do Caso de Referência, o MDI decide que a estratégia de expansão ótima não conta com a fonte solar fotovoltaica. Contudo, com base nos resultados dos últimos Leilões, essa fonte apresentou o mesmo nível de competitividade da fonte eólica. Assim, cabe o questionamento se as premissas de custos das fontes estariam adequadas, em função do resultado desse exercício.

2.3 Avaliação com curva de carga horária

O exercício realizado considerando o comportamento horário da curva de carga e das fontes eólica e solares fotovoltaicas é relevante e permite análises importantes. Contudo, o MDI continua utilizando somente 4 patamares de carga, o que acaba prejudicando a análise. Nesse contexto, é importante o desenvolvimento ou a aquisição de ferramentas que permitam caracterizar toda a operação do sistema em base horária e modelar as complementariedades existentes entre as fontes.

2.4 Resposta da Demanda

Pela primeira vez o PDE realiza a modelagem da resposta da demanda como tecnologia candidata para atender aos requisitos de potência do sistema. No texto

do PDE, a EPE afirma a necessidade de se aprofundar nesse importante tema para os planos futuros. Neste contexto, como contribuição, sugerimos analisar a experiência de outros países que já possuem essa tecnologia em mais larga utilização (em especial os Estados Unidos), bem como entender de que forma a resposta da demanda irá modificar a curva de carga futura, em menor granularidade, por exemplo horária.

Cabe ressaltar que, como não há experiência suficientemente ampla no Brasil para averiguar o comportamento do consumidor no longo prazo, e considerando o formato do atual programa piloto, em que o consumidor pode não fazer oferta de redução de demanda, sugere-se que tal recurso seja considerado no planejamento com cautela.

2.5 Caso com diferentes projeções de demanda

Nesta edição do PDE, uma inovação importante foi a análise do custo de arrependimento considerando diferentes cenários de demanda. Nesta análise, a EPE reconhece a incerteza existente na projeção de demanda futura. Para as próximas edições do PDE, seguindo a mesma metodologia desta análise, seria interessante a EPE analisar o custo de arrependimento considerando a incerteza associada a outras variáveis importantes, como por exemplo hidrologia ou o nível de produção eólica e solar. Adicionalmente, outro aprimoramento a ser incorporado na análise do custo de arrependimento deveria ser a consideração do custo econômico do déficit de potência.

2.6 Inflexibilidade termelétrica

No exercício que buscou analisar os custos de se utilizar o setor elétrico como política pública para desenvolver o mercado de gás natural, faltaram maiores detalhamentos sobre a localização das UTEs inflexíveis e a consequente redução com os custos de expansão do sistema de transmissão, caso essas usinas se localizem próximas ao centro de carga.

De forma similar ao exercício de análise de custo de arrependimento realizado para diferentes cenários de crescimento de demanda, a EPE analisa o custo de

arrependimento entre a expansão do cenário de referência e uma opção de expansão com 1 GW de UTEs inflexíveis e outra com 2 GW. Com relação a este exercício, recomenda-se avaliar o custo de arrependimento considerando também outras variáveis importantes, tais como as variáveis climáticas que impactam na disponibilidade energética do SIN (hidrologia e produção eólica e solar).

2.7 Novos Critérios de Suprimento

Esta é a primeira edição do PDE que incorpora os novos critérios de suprimento aprovados pelo MME no final de 2019. Nesta edição do plano, pode-se destacar a análise que procurou quantificar os critérios considerando a configuração inicial do sistema, sem a expansão indicativa resultante da metodologia utilizada pela EPE e com a projeção de crescimento da demanda do cenário de referência. Com relação a esse exercício, que busca avaliar o suprimento futuro de energia e potência, recomenda-se realizá-lo também para o cenário de previsão de crescimento da demanda superior.

Além disso, sugere-se avaliar se a metodologia de cálculo dos critérios de potência, especialmente o Loss of Load Probability (LOLP), deveria ser aprimorada de modo a considerar também critérios de confiabilidade composta de geração e transmissão.

2.8 Descomissionamento do Parque Termelétrico

Conforme exposto no PDE, espera-se que uma significativa capacidade instalada de UTEs (a óleo ou gás natural) tenha o fim dos contratos no horizonte de planejamento. Nesse contexto, o resultado do plano de expansão indicativo prevê a recontração de parcela relevante das térmicas do PPT. Contudo, o PDE carece de maiores detalhamentos sobre as opções para a recontração desse parque termelétrico. Assim, recomenda-se que o PDE detalhe quais os mecanismos serão utilizados para viabilizar a permanência dessas usinas no sistema, como por exemplo o Leilão de Reserva de Capacidade previsto na

MP 998, que deveria ser realizado já prevendo a data de início de vigência de contratos em 2025, próxima ao término dos principais contratos atuais.

Com relação à solução apresentada pela MP 998, referente ao Leilão para contratação de Reserva de Capacidade, é importante registrar que esta é uma solução adequada para a contratação de capacidade para o SIN, pois garante a isonomia entre os Ambientes de Contratação Regulado e Livre uma vez que os custos da contratação serão rateados entre os dois Ambientes. Portanto, até que eventual separação da contratação do lastro e da energia não esteja implementada, a solução apresentada pela MP 998 atende aos objetivos de garantir a expansão do sistema e a segurança do suprimento, sem aumentar o problema referente aos contratos legados.

Além disso, destaca-se que cerca de 75% do parque termelétrico que terá o fim dos contratos no horizonte do PDE, tanto as usinas a óleo quanto a gás, se localiza no subsistema Nordeste. Conforme indicado pelo plano de expansão de referência, espera-se que haja um forte crescimento de fontes renováveis não controláveis neste subsistema nos próximos anos. Dessa forma, faz-se premente a reavaliação do momento que será necessária a contratação de capacidade considerando a desmobilização de cerca de 16,5 GW de capacidade instalada de usinas termelétrica nos próximos anos. Além disso, surge a necessidade de se regulamentar mecanismos de pagamento pela prestação de outros serviços que as térmicas podem disponibilizar em um subsistema com maior nível de penetração das fontes eólicas e solares, tais como flexibilidade e capacidade de recomposição após contingências (blackstart) ou requisitos elétricos como inércia, controle de tensão e frequência.

É importante que seja esclarecido quais os critérios considerados para a escolha das UTEs objeto de retrofit, para usinas do PPT especialmente no Nordeste. No PDE 2029, a UTE Termopernambuco foi eleita para a modernização, mantendo a potência efetiva e o gás natural como combustível. Ocorre que no deck do PDE 2030, apesar de não ter tido alterações explícitas nos critérios para retrofit, a UTE Termopernambuco aparentemente foi descomissionada.

Finalmente, destaca-se que a forte participação das fontes não controláveis no NE é viabilizada em função da expansão das interligações desse subsistema com o Sudeste. Assim, a avaliação do valor que as fontes termelétricas existentes no NE podem agregar deve ser conduzida em conjunto com estudos de confiabilidade que considerem as probabilidades de contingências múltiplas nas interligações entre os subsistemas, além de avaliar cenários operativos com reduzida geração não controlável.

2.9 Lastro de Capacidade das Fontes

Devido à crescente importância das fontes eólica e fotovoltaica, a EPE desenvolveu uma metodologia para melhor estimar os fatores de capacidade e as séries de longo prazo utilizadas na análise. Além disso, em consonância com a proposta feita pela Neoenergia no âmbito do PDE 2029, a contribuição de potência das fontes eólica e solar está sendo calculada de forma conjunta, de modo a capturar o efeito portfólio. Entretanto, entende-se que ainda resta definir a metodologia de cálculo do lastro de capacidade das fontes.

3. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E REDS

Em consonância com o movimento de eletrificação da economia, e diante de um cenário de redução dos custos de produção de baterias, demonstra-se pertinente a inclusão, no PDE 2030, de estudos sobre os veículos elétricos e seus impactos na demanda de energia e na infraestrutura de redes.

A maioria das montadoras no mundo tem apresentado programas arrojados para o desenvolvimento de veículos elétricos, com especial atenção para veículos leves. Adicionalmente, a estratégia e as políticas para o setor de transporte na maioria dos países desenvolvidos têm passado a incorporar progressivamente os veículos elétricos, inclusive, promovendo o banimento da venda de veículos a combustão ao longo das próximas décadas.

Desta forma, apesar dos desafios para o desenvolvimento do mercado de veículos elétricos no Brasil no horizonte decenal, não avaliar esta tendência na oferta de recursos energéticos distribuídos do PDE 2030 corresponde a desconsiderar os possíveis impactos que uma adoção mais acelerada pode provocar no setor elétrico.