

## CONTRIBUIÇÕES - CONSULTA PÚBLICA MME nº 061/2018

**NOME DA INSTITUIÇÃO: Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS**

Objeto: Proposta de alteração do Decreto nº 6.353, de 2008, para dispor sobre a contratação de reserva de capacidade, e de estabelecimento de diretrizes de Leilão de Potência associada à Energia de Reserva

### Introdução

Inicialmente, importa dizer que o ONS entende que a matriz elétrica ideal é aquela que considera a multiplicidade de recursos disponíveis para geração de energia elétrica, levando em conta os seus respectivos atributos (reais custos e benefícios das fontes) e sua localização geográfica e geoelétrica.

Ainda assim, acreditamos que as decisões de investimento para suprimento de energia e de potência devam seguir a racionalidade econômica e a vocação do sistema elétrico brasileiro, fortemente interligado e com disponibilidade real de todas as fontes.

### 1. Critério de garantia de suprimento de potência

Ainda não há consolidado um critério de garantia de suprimento de potência, tal como está consagrado para suprimento de energia. Com a mudança da matriz elétrica brasileira e a redução da participação dos reservatórios de acumulação, é necessário estabelecer um critério para suprimento à ponta.

Do ponto de vista comercial, não há mecanismos indutores específicos para a contratação de potência. Como dito, a lógica atual contrata somente energia (R\$/MWh).

Assim, atributos específicos de fontes de geração não são levados em conta no processo único de contratação de energia, em especial aqueles vinculados à capacidade.

A criação de um mercado de capacidade aliada à definição do critério de garantia de suprimento de potência são fatores necessários tanto para a correta avaliação das condições de atendimento bem como para a correta seleção das fontes de geração mais adequadas.

Nesse sentido, consideramos inadequada a contratação de térmicas de base (tipicamente contratadas com modalidade de energia) para suprir um mercado de capacidade.

Em síntese, dois pontos fundamentais devem ser considerados neste item; (i) definição de um critério de garantia de suprimento de potência (preferencialmente probabilístico); e (ii) criação de um mercado de capacidade, levando em conta os reais custos e benefícios das fontes de geração (seus atributos para suprir as diferentes necessidades do sistema).

## 2. Aspectos locacionais de mínimo custo global

Consideramos que no atendimento à ponta deve-se levar em conta as características físicas dos empreendimentos (custos, benefícios e atributos), sua localização e a rede de transmissão, de tal forma a preservar a seleção da opção de mínimo custo global, isto é, a combinação da geração com a transmissão.

Mesmo para decisão de investimentos na constituição de um futuro mercado de capacidade, entendemos que o efeito positivo combinado da rede de transmissão deva ser considerado na seleção das melhores alternativas.

## 3. Horizonte de análise para decisão de investimentos

O ONS considera que uma análise correta para decisão de investimentos para suprimento de energia e/ou de potência deva considerar simulações que tenham como horizonte o período considerado de vida útil dos empreendimentos. De outra forma, o horizonte quinquenal utilizado pelo ONS na elaboração do planejamento da operação energética não permite capturar os custos e benefícios das decisões de investimento, pois estes somente se materializam em um horizonte de médio/longo prazo, que permita capturar os efeitos do crescimento da carga de energia e de demanda, assim como a operação em um contexto combinado com as demais fontes de geração (por exemplo, a penetração de fontes de armazenamento como baterias e usinas reversíveis, ou mesmo os reservatórios passando a operar com regimes distintos daqueles usualmente considerados quando da construção).

## 4. PDE 2027

Para corroborar nossa posição, vale observar o texto do PDE 2027, em Consulta Pública, cujos extratos destacamos a seguir:

*“O principal destaque da versão utilizada no PDE 2027 é a representação da curva de carga em quatro patamares de energia e uma equação de capacidade de potência.<sup>1</sup> Com essa formulação, além de aperfeiçoar o atendimento à carga, o modelo passa a explicitar o atendimento aos picos de demanda e sinalizar os benefícios que tecnologias de armazenamento podem trazer ao prover maior flexibilidade operativa. Além disso, nessa nova versão, o atendimento à restrição de capacidade é feito considerando os mesmos cenários hidrológicos utilizados no atendimento ao balanço de energia, trazendo maior compatibilidade entre os atendimentos de energia e potência.”*

...

*“Além da análise direta de resultados dos modelos, também são realizadas avaliações do atendimento à demanda máxima instantânea. O objetivo é verificar as condições deste atendimento, de forma a identificar ações de planejamento que sejam necessárias. Os critérios e premissas utilizados são:*

- *Utilização da demanda máxima instantânea coincidente entre subsistemas;*
- *Reserva operativa de 5% da demanda;*
- *Limites de intercâmbio do patamar de carga pesada;*
- *Simulação de todas as séries históricas de vazões naturais.*

---

<sup>1</sup> Para melhor representar a necessidade de expansão para suprir os requisitos de capacidade do sistema, foi utilizada uma penalidade específica para o não atendimento à restrição de capacidade. Esse valor foi ajustado implicitamente, de modo a induzir uma expansão que reduza os riscos de déficit de capacidade. Cabe destacar que não existe uma metodologia oficial para a obtenção de um custo de interrupção. Estabelecer essa metodologia é etapa importante para as análises de adequação da oferta.

*O cálculo da disponibilidade máxima de potência é feito de maneira distinta para as usinas hidrelétricas com reservatório de regularização, usinas a fio d'água, outras fontes renováveis e termelétricas, de forma a respeitar as características de cada fonte para o atendimento à demanda. São consideradas perdas por deplecionamento nos reservatórios, disponibilidade hidráulica para modulação da geração, sazonalidade de todas as fontes e perfis, no mínimo, horários para as fontes intermitentes. A descrição detalhada da metodologia pode ser encontrada na Nota Técnica EPE-DEE-NT-035-r1/2017. A metodologia utilizada nessa etapa é a mesma que calcula a disponibilidade de potência fornecida para o MDI. A principal diferença é que, no detalhamento, consideram-se todos os cenários hidrológicos além dos efeitos que a decisão de expansão tem sobre a operação futura dos reservatórios.*

*A metodologia aqui utilizada visa analisar os requisitos de capacidade do sistema, mas não considera os aspectos relacionados à flexibilidade. Cabe ressaltar, no entanto, que será feito um estudo futuro com uma primeira metodologia e resultados sobre flexibilidade. A clara distinção entre esses dois conceitos é fundamental para descrever o papel de cada tecnologia no sistema: capacidade está relacionada com a possibilidade de o sistema atender à demanda a todo instante como, por exemplo, aos momentos de demanda máxima; flexibilidade refere-se à possibilidade do sistema lidar com variações de oferta e demanda em períodos compatíveis com comandos de despacho de geração. Esse conceito envolve diversas escalas de tempo e pode ser avaliada desde escalas mensais até avaliações sub-horárias.”*

...

*“Sobre as tecnologias específicas para o aumento da capacidade do sistema, visando a complementação de potência, o aperfeiçoamento no MDI permite que o PDE 2027 represente explicitamente as tecnologias de armazenamento, como usinas hidrelétricas reversíveis e baterias. Apesar de se tratar de uma primeira modelagem, que ainda não permite a comparação entre os tipos de serviço de cada uma, a representação utilizada já permite identificar tendências de operação futura, nas quais a existência desse recurso no sistema pode reduzir os custos de operação nos momentos de pico de demanda. Também são representadas usinas termelétricas de partida rápida, aqui modeladas como termelétricas a ciclo aberto utilizando custos variáveis unitários (CVU) compatíveis com gás natural.*

*A existência dessas duas opções explícitas no modelo permite discutir o trade off existente entre tecnologias que injetam potência no sistema em quaisquer circunstâncias (nesse caso, as termelétricas) ou recursos que para estar disponíveis dependam da existência de excedentes na produção de outros. A escolha é complexa e, para tal, é fundamental conhecer as condições operativas futuras.*

*É importante reconhecer que além das tecnologias explicitamente representadas, existem outras aptas a aumentar a oferta de capacidade, como instalação de unidades geradoras adicionais em hidrelétricas existentes e o gerenciamento pelo lado da demanda.”*

...

*“A necessidade de oferta para complementação de potência aparece a partir de 2022, totalizando cerca de 13.200 MW em 2027, considerando tanto as tecnologias de armazenamento quanto as termelétricas para essa finalidade. Desse total, aproximadamente 2.500 MW foram indicados na região Nordeste, a partir de 2025, 3.700 MW na região Sul a partir de 2022, e 7.000 MW na região Sudeste/Centro-Oeste, a partir de 2023. Vale ressaltar que, por exemplo, uma eventual implantação futura de preços horários de energia que espelhem os sinais corretos de valorização nos horários de carga máxima pode conduzir a reduções das necessidades até agora visualizadas de alternativas de ponta, principalmente na segunda metade do horizonte decenal.*

*Nesse sentido, os níveis adotados de potência máxima disponível para modulação de ponta nos empreendimentos de geração poderiam assumir valores mais elevados, contribuindo para menor necessidade futura de alternativas de ponta, decorrente, principalmente, por:*

- *Busca dos empreendedores em disponibilizar para despacho no sistema maior oferta de energia nos horários de carga máxima;*
- *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.”*

...

*“Por outro lado, o papel das tecnologias para complementação de capacidade é diferente, pois ao acumularmos as horas de uso dessas tecnologias ao longo do ano, espera-se um reduzido fator de capacidade. Ou seja, a visão de futuro da matriz prevê um uso frequente das tecnologias para atendimento à capacidade, mas com expectativa de poucas horas de operação.*

*No mês de fevereiro ocorre a maior demanda instantânea do ano e a contribuição das fontes não controláveis é baixa, principalmente eólica. Por outro lado, a maior disponibilidade hidráulica permite a gestão da produção e uma elevada oferta de potência. Ainda assim, para garantir o atendimento ao elevado requisito, é necessária a complementação termelétrica mesmo para cenários próximos da média. Já em dezembro, quando o nível dos reservatórios está baixo e a demanda já começa a se elevar, a menor gestão hídrica não garante uma potência tão elevada. Nesse momento, as termelétricas flexíveis passam a ter geração ainda maior.*

*Esses fatos são importantes também para ilustrar o efeito que a composição da oferta tem sobre um requisito específico. O requisito de capacidade é consequência não só da demanda máxima do sistema, mas também da composição do parque gerador e da sua capacidade de garantir potência quando for necessário. Por esse motivo, nem sempre uma redução na projeção de carga promoverá uma redução do requisito de capacidade adicional. Em situações onde, mesmo para um mercado menor, o parque gerador contar com mais fonte com alta vocação para balanço mensal e baixa capacidade de potência, a necessidade de complementação pode ser alta.*

*Outro ponto importante a ser citado é a inexistência de mecanismos de contratação específicos para potência. O sistema brasileiro, atualmente, contrata apenas energia e as métricas para avaliar a competitividade entre tecnologias se dá em termos de R\$/MWh. Nesse sentido, os mecanismos atuais não capturam o benefício gerado por tecnologias cuja principal função é aumentar a capacidade, mesmo que produzindo pouca energia. Esse fato é mais relevante ainda quando essas tecnologias apresentam o balanço mensal negativo, caso específico das tecnologias de armazenamento.”*

## **5. Conclusões**

Pelo exposto, julgamos pertinente que se aguarde a emissão final do PDE 2027, bem como os desdobramentos do PL 1917/2015 que incorpora as conclusões da CP 033/2017, para em seguida promover uma discussão de critérios e metodologia sólidos que sustentem a tomada de decisão quanto à contratação de fontes de geração para atendimento à necessidade de potência no Sistema Interligado Nacional.