



Contribuições à Consulta Pública MME nº 146

Propostas Metodológicas para o tema “Separação Lastro e Energia”

13/04/2023



1. Introdução

Apesar de o tema “Separação Lastro e Energia” já estar sendo discutido no setor há algum tempo, o assunto ainda está incipiente. A divisão do estudo em três temas (quantificação dos requisitos, quantificação da oferta e aspectos comerciais), em linha com as três notas técnicas disponibilizadas nesta consulta pública, parece adequada e ajuda na compreensão, dada a complexidade do assunto.

A quantificação dos requisitos do sistema e da oferta possuem um viés mais técnico, isto é, relacionado às metodologias de quantificação. Portanto, consideramos que esses dois temas possam ser analisados em uma mesma consulta pública.

Já os aspectos comerciais, tratados na terceira nota técnica disponibilizada, possuem outro viés. Por essa razão, entendemos que seria mais adequado discutir esses aspectos em uma consulta pública apartada. Destacamos também que seria fundamental a participação da CCEE nesta discussão, tanto sob a ótica da viabilidade das propostas quanto em relação aos mecanismos de transição.

Nas seções a seguir apresentamos nossas contribuições a cada um desses temas.

2. Quantificação dos requisitos

Definição do número de horas do patamar de ponta

Na NT EPE/DEE/133/2021-r0 é apresentada uma reavaliação da duração a ser considerada para o período de carga máxima do sistema, que atualmente é de 10 horas. São apresentados diversos resultados para as durações de 8, 10, 12 e 50 horas de duração mensal, dentre os quais pode-se destacar a Figura 11, reproduzida a seguir, que apresenta os requisitos de potência calculados para cada uma dessas durações.

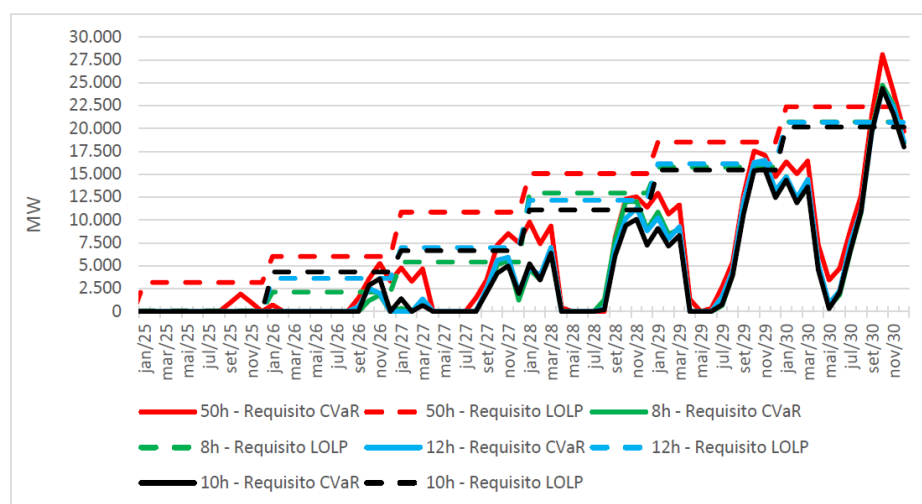


Figura 11 - Requisitos de potência para diferentes alternativas de duração de ponta

A conclusão é que “para os casos com 8h, 10h e 12h mensais observam-se resultados próximos, com diferenças que variam entre os anos do segundo quinquênio do horizonte”. Contudo, observando o resultado para o ano de 2026, é possível notar que a diferença entre o requisito calculado pela curva pontilhada em preto (requisito para 10h de duração) e a curva em verde (8h de duração) aproxima-se de 2.500MW (cerca de 50% do valor da demanda de 5.000 MW com 10h de duração). Portanto, pode-se afirmar que a alteração no parâmetro de duração da carga máxima mensal influencia fortemente a demanda de potência no longo prazo. Além disso, a interpretação dos resultados apresentados na figura não é intuitiva, pois para o ano de 2026, a consequência tanto de aumentar em 2h (12h) quanto de reduzir em 2h (8h) a duração da ponta é a redução do requisito de potência. Resultado contrário

ocorre para o ano de 2028, ou seja, aumentar ou reduzir em 2h a duração da ponta resulta em aumento do requisito.

Critérios de suprimento

A NT EPE/DEE/133/2021-r0 também apresenta importante análise referente ao aprimoramento do critério de suprimento de potência LOLP, na qual é proposta a alteração da sua granularidade temporal que atualmente é anual para um menor período de tempo.

Neste contexto de reavaliação dos critérios de suprimento, recomendamos que também seja realizada análise com o objetivo de reavaliar o parâmetro associado ao critério de energia CVaR 10% CMO. Nos estudos de atendimento ao critério de energia que têm sido apresentados no PDE, este tem sido o critério dominante. Ocorre que o valor de 800 R\$/MWh foi estabelecido em 2019 e até então ainda não foi realizada uma reavaliação deste valor. Portanto, faz-se necessário revisitar os estudos que embasaram o cálculo dos 800 R\$/MWh em 2019, bem como avaliar o rebatimento nos estudos do PDE.

Contratação dos requisitos

Observa-se na quantificação dos requisitos, tanto a apresentada na Nota Técnica EPE/DEE/133/2021-r0 quanto a atualização para o PDE 2032, que os requisitos trimestrais não necessariamente são crescentes. Dito de outra forma, pode haver necessidade de lastro de energia ou capacidade em um trimestre e, no trimestre seguinte, o requisito ser inferior ou até mesmo não existir.

Apesar desse fato ser tecnicamente compreensível, dada a sazonalidade da carga e da oferta, é necessário abordar como isso será tratado sob o ponto de vista comercial.

Considerando que a receita vinculada ao lastro é necessária para viabilizar os projetos que vão garantir a adequabilidade do sistema, o empreendedor necessitará dessa receita por um período mínimo, isto é, alguns anos. Portanto, é necessário compatibilizar os requisitos do sistema com a necessidade de estabilidade da receita por parte do empreendedor, para que, de fato, o objetivo de manter a adequabilidade do sistema seja alcançado.

Recomendamos que, uma vez identificada a necessidade de lastro em qualquer trimestre, este seja contratado, mesmo que implique em excedentes nos trimestres seguintes. Isto certamente reduziria o custo do arrependimento.

3. Quantificação da oferta

Com relação à metodologia para quantificação da oferta de cada fonte, inicialmente dois aspectos chamam a atenção: a não consideração do efeito portfólio das fontes e as diferentes metodologias empregadas para cada tecnologia.

A metodologia *capacity value*, para as térmicas, incorpora conceitos de confiabilidade à definição do lastro de capacidade das térmicas, o que em princípio é adequado. Entretanto, esse conceito só é aplicado às térmicas. Para as hidrelétricas, a proposta é continuar utilizando as taxas médias de indisponibilidade programada e forçada. Entretanto, o ideal é que, quando aplicável, especialmente para as fontes despacháveis, fosse utilizada a mesma metodologia para todas as fontes, de forma a se preservar na avaliação da quantificação da oferta a coincidência do desempenho de todas as fontes, o que é mais adequado e fomentaria o desenvolvimento soluções de capacidade de potência independente da fonte, favorecendo a eficiência energética do fornecimento e segurança sistêmica.

Sobre o efeito portfólio, a própria Nota Técnica EPE/DEE/134/2021-r0 menciona que não está sendo considerado o efeito portfólio das térmicas com as demais fontes do sistema. Ainda nesta Nota Técnica, é mencionado que nos estudos realizados pela EPE nos últimos anos está sendo considerada a contribuição conjunta dos recursos eólicos e solares. Porém, nas análises apresentadas na Nota Técnica, não é considerado o efeito portfólio das renováveis.

A seguir, apresentamos algumas contribuições específicas para cada fonte.

Térmicas

A Nota Técnica EPE/DEE/134/2021-r0 afirma que se o produto lastro de capacidade estiver bem definido para determinados períodos, o agente gerador pode definir sua manutenção programada de modo a estar disponível quando realmente precisar gerar para atender ao requisito de capacidade de potência do sistema. Assim, a Nota Técnica conclui que, a princípio, a indisponibilidade programada não deveria entrar na avaliação do lastro de capacidade.

Porém, a Nota Técnica EPE/DEE/135/2021-r1 cita que a obrigação de entrega determinada no contrato será as n ocorrências mais críticas no período de aferição. Entretanto, em que horas específicas essas ocorrências serão verificadas só se saberá ao final do período, isto é, *ex-post*.

Desta forma, mesmo para manutenções de curta duração, pelo fato de o gerador não saber *ex-ante* quais serão os momentos críticos, já não seria possível programar a manutenção para fora desses horários. Tal tarefa seria ainda mais difícil no caso de manutenções mais longas, com duração de alguns meses.

Hidrelétricas

- **Capacidade de modulação**

A Nota Técnica EPE/DEE/134/2021-r0 cita que a ferramenta Balanço de Potência possui uma funcionalidade que permite considerar que determinado reservatório equivalente do modelo Newave não tem capacidade de modulação e, portanto, contribui apenas com a geração média para atendimento à ponta. Tal funcionalidade seria aplicável às usinas localizadas na bacia Amazônica, que em sua grande maioria são fio d'água, sendo que a geração é extremamente dependente das vazões afluentes, que estão sujeitas a forte impacto devido à sazonalidade hidrológica.

Porém, como a metodologia proposta considera, para todas as usinas, a geração resultante do modelo Newave, que por sua vez considera as vazões afluentes e sua sazonalidade, não ficou claro porque é necessária essa definição, *a priori*, de quais reservatórios não possuem capacidade de modulação. Qual a razão para que a metodologia, por si só, não identifique a hidrologia em cada mês/cenário, bem como o potencial de flexibilização e regulação, mesmo que diária, dos reservatórios e, a partir daí, verifique a possibilidade de modulação?

- **Rateio da geração total por reservatório proporcional à potência máxima disponível**

Aparentemente, a proposta apresentada no fluxograma da Figura 6 da Nota Técnica EPE/DEE/134/2021-r0 pode levar a uma geração na ponta inferior à geração mínima. Isso poderia ocorrer na etapa de rateio da geração hidráulica líquida, abatida da geração hidráulica mínima (GHTOT-GHMIN), na proporção da potência máxima. O exemplo abaixo, composto de apenas três usinas hipotéticas, ilustra essa possível situação. No caso, após o rateio, a UHE 1 fica com uma geração na ponta inferior à sua geração mínima. O exemplo foi elaborado considerando 730 horas no mês, com 10 horas de ponta e 720 horas fora da ponta.

UHE	MW		MWh			MW		
	P max	GH min	GH fp	GH p	GH tot	GH fp	GH p	GH tot
1	100	100	72.000	962	72.962	100	96	100
2	150	100	72.000	1.443	73.443	100	144	101
3	200	160	115.200	1.924	117.124	160	192	160
Total	450	360	259.200	4.330	263.530	360	433	361

- **Comparação entre o lastro de capacidade e a geração verificada na bacia do rio Teles Pires**

Na seção 2.2.4 da Nota Técnica EPE/DEE/134/2021-r0 são apresentadas algumas comparações entre os resultados da metodologia proposta e dados de geração verificada. No caso das usinas da bacia do rio Teles Pires, essa comparação levou à conclusão de que, pelo fato de as vazões apresentarem uma forte sazonalidade, essas usinas não possuem capacidade de atendimento à ponta no segundo semestre. A solução proposta para que o lastro calculado se aproxime dos dados de geração verificada foi considerar esta bacia como não modulada. Dessa forma, a contribuição individual de lastro de capacidade de cada usina seria a geração média do reservatório, rateada de forma proporcional à potência máxima de cada uma delas.

Entretanto, considerando que o período de ponta é muito curto (10 horas), não necessariamente o cálculo do lastro de capacidade sem considerar que a bacia é não modulada está incorreto. É preciso averiguar mais profundamente esta questão, pois esta discrepância entre os resultados da simulação e os dados verificados podem ser decorrentes da escolha na forma como as usinas têm sido operadas. Também é importante lembrar que após o despacho definido pelos modelos há ajustes no despacho no tempo real, em razão de várias restrições que não são modeladas. Inclusive, tais restrições podem ser avaliadas ou até revistas em função de uma maior eficiência operativa da cascata, maximizando o potencial de contribuição atual desta bacia à reserva de capacidade do sistema elétrico.

Esse tema também está relacionado à primeira colocação sobre usinas hidrelétricas, sobre a necessidade de se definir a priori quais reservatórios equivalentes podem fazer modulação para atendimento à ponta.

- **Capacidade dos reservatórios fazerem a modulação**

O fluxograma da Figura 6 da Nota Técnica EPE/DEE/134/2021-r0 apresenta a metodologia para modular a geração nos períodos de ponta e fora da ponta. Em princípio, as únicas restrições consideradas são a potência máxima disponível e a geração mínima. Não ficou claro se é observada a capacidade física de o reservatório, sobretudo das usinas fio d'água, realizarem tal modulação.

É possível que isso possa explicar a discrepância entre o lastro de capacidade calculado para as usinas da bacia do rio Teles Pires e os dados de geração verificada. Se a razão para a não capacidade de modulação for essa, tal verificação seria melhor do que simplesmente definir, *a priori*, que determinado reservatório equivalente é não modulado. Até mesmo porque um mesmo reservatório equivalente pode contemplar usinas que tenham e não tenham capacidade de realizar a modulação horária.

De uma maneira geral, nos parece que para a definição do lastro de capacidade para as usinas hidrelétricas é essencial dispor de um modelo a usinas individualizadas.

Não foi possível entender a afirmação de que “algumas usinas que apresentam geração significativa na ponta não necessariamente possuem grande capacidade de atendimento à ponta”, conforme consta na seção 2.2.4 da Nota Técnica EPE/DEE/134/2021-r0, onde são apresentadas comparações entre os resultados da metodologia proposta e dados de geração verificada. Isso só reforça que há deficiências na metodologia proposta e que as oportunidades de ganho de eficiência na reservação do sistema existente podem não ter sido contempladas adequadamente na metodologia proposta.

A comparação dos lastros calculados com os dados de geração verificada não pode ser determinante para validação da metodologia. A geração das usinas hidrelétricas está sujeita ao despacho centralizado, ou seja, sofre interferência do Operador. O ideal seria que fosse construída uma metodologia em conjunto com o Operador, de forma a capturar todas as nuances da operação das hidrelétricas para atendimento à ponta.

Renováveis

A proposta para definição do lastro de produção das usinas renováveis ficou um pouco descasada da metodologia para definição dos requisitos. Apesar de a conclusão da Nota Técnica

EPE/DEE/133/2021-r0 ter sido que a granularidade quadrimestral seria a mais adequada, isso não foi observado integralmente na Nota Técnica EPE/DEE/134/2021-r0, onde a conclusão apresentada no item 4.3 foi de que o uso do P90 mensal como lastro de produção para eólicas, por exemplo, se mostra mais conservador do que o P90 atual, considerando a contratação com contabilização mensal.

Outro ponto de atenção é que a metodologia para definição do chamado “P90m” foi apresentada de maneira superficial na Nota Técnica EPE/DEE/134/2021-r0, sendo importante que esta seja detalhada e bem definida para que os empreendedores possam melhor analisar os riscos associados à esta nova proposta.

Finalmente, apesar de já termos apontado a desconsideração do efeito portfólio entre todas as fontes, tal ponto é ainda mais relevante no caso das eólicas e solares. Apesar de a Nota Técnica EPE/DEE/134/2021-r0 comentar que esse efeito já está sendo considerado nas análises da EPE, a maior parte das avaliações presentes na nota técnica não levam isso em consideração.

4. Precariedade do limite de oferta e mecanismo para cobertura de exposições

Considerações sobre o modelo atual de contratação

Com relação à Nota Técnica EPE/DEE/135/2021-r1, chama a atenção a afirmação de que a garantia é percebida como um direito concedido ao empreendimento (com restrições muito rígidas para sua revisão), fundamentando ações judiciais contra o poder concedente quando essa geração não se verifica na prática.

Inicialmente, vale uma reflexão sobre as razões de a garantia física ter restrições rígidas para sua revisão. As usinas hidrelétricas são projetos que demandam capital intensivo. Portanto, para o empreendedor construir uma usina, necessita de garantias mínimas de que poderá obter o retorno desse investimento. Como as receitas provenientes de um empreendimento hidrelétrico são proporcionais à sua garantia física, sem uma estabilidade mínima desse parâmetro não teriam sido feitos investimentos nesse segmento. Afinal, o cálculo da garantia física de uma hidrelétrica dependente de vários fatores fora do controle do gerador, tais como metodologia, alterações na configuração do sistema e parâmetros de aversão a risco.

Com relação às ações judiciais, é importante esclarecer que o fundamento de grande parte das ações judiciais de geradores do MRE, entre 2015 e 2020, não foi simplesmente não ter se verificado uma geração equivalente à garantia física. Como os agentes do MRE estão sujeitos ao despacho centralizado, o recurso que cada agente conta mensalmente na liquidação da CCEE é sua garantia física ajustada pelo fator GSF. O GSF, de forma simplificada, equivale à geração total do MRE dividida pela garantia física total do MRE. Logo, pela regra, os agentes podem eventualmente ter um recurso inferior à sua garantia física. Porém, o que estava ocorrendo e fundamentou as ações judiciais foram diversas interferências externas que tiveram como consequência reduzir o GSF, sem que isso fosse possível de ser previsto pelos agentes. Dentre essas interferências, podemos citar a geração térmica adicional ao indicado pelos modelos de otimização (geração térmica fora da ordem de mérito), atraso em linhas de transmissão que impediam a geração das usinas hidrelétricas localizadas na região Norte e superdimensionamento da garantia física de projetos estruturantes no período de motorização.

É sempre válido e louvável avaliar as deficiências do modelo atual antes de propor mudanças. Porém, nesse caso, recomendamos uma reavaliação dessas considerações que, a nosso ver, são equivocadas. Mesmo que a expansão do sistema não se dê através de hidrelétricas, a existência de limites para revisão das garantias físicas ainda será importante. Seja com pagamento de UBP, bonificação da outorga ou pagamentos à CDE, o gerador hidrelétrico terá compromissos financeiros relevantes que não são compatíveis com um valor de garantia física sem limites de revisão.

Lastro de produção das fontes despacháveis

A Nota Técnica EPE/DEE/135/2021-r1 esclarece que, no caso de lastro de produção, o gerador terá que entregar algo como a geração média ao longo de cada período de aferição. Essa geração média seria então comparada à quantidade contratada para verificar se o agente possui exposição positiva ou negativa a ser liquidada no mecanismo para cobertura de exposições.

No caso das fontes hidrelétrica e termelétrica, o despacho é determinado pelo Operador. Portanto, não faz sentido fazer quaisquer comparações com a geração média. Cabe ressaltar que na Nota Técnica EPE/DEE/135/2021-r1 não está especificado qual seria o período de aferição, isto é, se também seria o quadrimestre, tal como serão determinados os requisitos, conforme Nota Técnica EPE/DEE/133/2021-r0. Entretanto, mesmo que seja um período mais longo, ainda assim não faz sentido a comparação com a geração média, uma vez que não há qualquer compromisso de, no longo prazo, o Operador despachar uma usina conforme sua garantia física.

Inclusive, na seção “2.2.4 Comparação dos lastros de capacidade com os dados de geração verificada”, da Nota Técnica EPE/DEE/134/2021-r0, fica claro como a operação das usinas está sujeita à discricionariedade do Operador. Embora o foco tenha sido lastro de capacidade, entendemos que essa conclusão também é aplicável ao lastro de produção, dada a complexidade de operação das usinas e inúmeras restrições existentes.

Especificamente em relação às hidrelétricas, no Apêndice I na Nota Técnica EPE/DEE/135/2021-r1 é feita uma análise dos possíveis arranjos de mecanismos para cobertura de exposições. Lá é citada a dificuldade para responsabilização do tratamento das exposições individuais de hidrelétricas, justamente em função da operação centralizada. Porém, ainda segundo a nota técnica, isso seria controverso, pois os modelos e dados são públicos e os agentes podem fazer suas previsões e precificarem seu risco. Entretanto, o que se vê na prática é diferente. Embora os modelos sejam públicos, eles estão em constante mudança. Além disso, parâmetros de aversão a risco também são alterados de tempos em tempos e eventualmente há geração térmica adicional à indicada pelos modelos. Tudo isso dificulta a avaliação do risco.

Finalmente, a Nota Técnica não analisa como ficaria o MRE em um cenário de separação entre lastro e energia. Caso existam hidrelétricas no modelo de separação entre lastro e energia, elas não fariam parte do MRE? Mas o despacho continuaria sendo feito de forma otimizada para todas as usinas pelo ONS? Certamente, estas condições carecem de maior discussão e consenso setorial.

Constrained off

Segundo a Nota Técnica EPE/DEE/135/2021-r1, a entrega da obrigação do lastro de capacidade se daria pela geração em si ou comprovação de disponibilidade, sendo que esta segunda opção seria apenas para o caso do lastro de capacidade de fontes despacháveis.

Entretanto, é importante avaliar como serão tratadas as ocorrências de restrição de geração cujas causas não são de responsabilidade do gerador.

Cálculo do lastro considerando o efeito portfólio mas com aferição individual

Segundo a Nota Técnica EPE/DEE/134/2021-r0, para o cálculo do lastro de capacidade das renováveis seria considerado o efeito portfólio. Por outro lado, de acordo com a Nota Técnica EPE/DEE/135/2021-r1, a aferição do lastro seria individual, ficando o agente sujeito ao mecanismo para cobertura de exposições.

Sendo assim, mesmo considerando um cenário onde há oferta suficiente de lastro de capacidade, um agente renovável individualmente talvez tenha que negociar bilateralmente seu déficit ou até mesmo pagar o preço de fechamento na liquidação do mercado.

Por essa razão, no caso das usinas renováveis, onde a priori já não se espera que uma usina individualmente tenha lastro, talvez o mais razoável seja que a aferição do lastro de capacidade se dê também considerando o efeito portfólio.

Caso contrário, na prática o que pode acontecer é que tais agentes simplesmente não negociem lastro de capacidade. Como a obrigação de entrega será aferida nas horas mais críticas, sendo que quais

serão essas horas só se saberá *ex-post*, o empreendedor poderá considerar temerária a venda de lastro de capacidade, mesmo existindo o mecanismo de cobertura de exposições antes da aplicação de eventuais penalidades. Apesar de ser uma prerrogativa do empreendedor, essa não parece ser a melhor opção sob o ponto de vista do consumidor. Se de fato as renováveis em conjunto conseguem garantir um montante de lastro de capacidade, mesmo sendo um valor conservador, o melhor é incentivar que esse lastro seja comercializado, seu custo seja rateado entre todos os beneficiários e o restante da receita necessária ao empreendedor, que será auferida pela venda de energia, de fato reflita apenas o valor da energia.

Período de transição

Outro ponto de preocupação é a transição para o novo modelo. Pela proposta, contratos legados já auferem a totalidade da receita a que têm direito e, portanto, não poderiam participar desse novo modelo.

Na Consulta Pública nº 83, realizada em 2019, foram avaliadas duas alternativas para os contratos legados: aplicar as regras associadas à separação entre lastro e energia apenas para o mercado incremental ou aplicar a todo o mercado, introduzindo entidades para intermediação.

Já o texto do antigo Projeto de Lei do Senado nº 232 previa tratamento para os chamados contratos legados, isto é, contratos assinados até 30 meses após a entrada em vigor da separação entre lastro e energia. Pela proposta, haveria redução da base de cálculo do encargo de lastro para consumidores que possuíam tais contratos.

Em nossa opinião, a proposta do PLS 232, com alguns ajustes, seria a mais adequada para o período de transição. Um ajuste que seria necessário é a retirada desse prazo de 30 meses. Mas a ideia de abater da base de cálculo do encargo de lastro os contratos firmados no modelo atual (onde lastro e energia são um produto único) parece ser a mais justa.

Se considerarmos que os empreendimentos existentes já auferem a totalidade da receita à qual têm direito, esses projetos não podem concorrer no mercado de energia nas mesmas bases que projetos implantados a partir da separação entre lastro e energia. Esses projetos novos também vão receber uma receita de lastro, além da receita no mercado de energia, fazendo com que possam ser mais competitivos no mercado de energia. A proposta de que os contratos legados reduzam a base de cálculo do encargo de lastro equaciona essa questão de uma forma relativamente simples, sem necessitar de entidades de intermediação nem tentando inferir artificialmente um valor para o lastro legado.

Considerações finais sobre o modelo comercial proposto

Apesar de estar atrelado ao mecanismo para cobertura de exposições, consideramos que o modelo proposto aloca demasiadamente o risco nos geradores. Além dos problemas já apontados para as hidrelétricas, que demandam capital intensivo e, por isso, necessitam de alguma estabilidade em seus valores de garantia física (ou lastro), há problemas também para renováveis.

Tomemos como exemplo uma usina eólica cuja geração típica seja durante o dia. Se atualmente ela pode garantir algum lastro de capacidade, considerando que as horas mais críticas ocorrem durante o período diurno, talvez ela não possa mais garantir isso no futuro, em função da expansão da MME e, consequentemente, mudança das horas mais críticas para o período noturno. Neste exemplo, não houve nenhuma mudança nas características da usina, somente na caracterização do requisito, algo totalmente fora do controle do gerador, que ainda assim assumiria todo o risco segundo o modelo proposto.

Finalmente, a adoção de uma câmara de arbitragem poderia trazer ganhos ao setor, evitando a judicialização de assuntos com complexidade técnica elevada.

5. Resumo das contribuições

- Os aspectos comerciais da proposta deveriam ser tratados em uma consulta pública apartada dos aspectos metodológicos.
- Necessidade de aprofundar os estudos para definição da duração do patamar de ponta.
- É preciso esclarecer como serão compatibilizados os aspectos comerciais da contratação com as necessidades quadrimestrais de lastro, que não necessariamente são crescentes ao longo do tempo.
- Importante considerar o efeito portfólio entre todas as fontes e, principalmente, entre as fontes solar e eólica.
- O ideal seria utilizar uma mesma metodologia para quantificação do lastro de todas as fontes, pelo menos para as fontes despacháveis.
- Com relação às indisponibilidades programadas dos geradores térmicos, como as horas críticas só serão conhecidas *ex-post*, haveria dificuldade para os geradores planejarem as manutenções para fora desses horários. No caso de manutenções com duração mais longa, seria ainda mais difícil.
- Não ficou claro por que há necessidade de definição, *a priori*, de quais reservatórios equivalentes possuem capacidade de modulação. O ideal é que a metodologia detecte essa restrição automaticamente.
- A metodologia proposta pode resultar em uma geração na ponta inferior à geração mínima.
- Avaliar se a discrepância entre os resultados da metodologia proposta e a geração histórica da bacia do rio Teles Pires decorre de uma impossibilidade real de modulação ou se é consequência da forma como o ONS tem optado por operar as usinas.
- Importante considerar na metodologia a capacidade física de os reservatórios das usinas fio d'água realizarem modulação.
- Considerar instrumentos que favoreçam a otimização dos projetos hidrelétricos existentes, maximizando a capacidade de reserva do sistema e remunerando adequadamente estas iniciativas.
- É essencial dispor de um modelo a usinas individualizadas para calcular o lastro de capacidade das hidrelétricas.
- Não se deve simplesmente comparar os resultados da metodologia para hidrelétricas com a geração histórica. É importante construir uma metodologia em conjunto com o ONS, de forma a considerar os aspectos importantes para a modulação de hidrelétricas com vistas ao atendimento à ponta.
- Há necessidade de limites de revisão de garantia física, ou lastro, especialmente para hidrelétricas, que demandam capital intensivo, e cuja metodologia de cálculo está fora da gerência do empreendedor.
- As ações do MRE entre 2015 e 2020 não foram simplesmente para questionar uma geração inferior à garantia física. Na realidade, elas questionavam interferências externas que estavam reduzindo o GSF, afetando a receita das hidrelétricas.
- A aferição do lastro de produção de fontes despacháveis não deve utilizar a geração entregue em determinado período, uma vez que o despacho é determinado pelo ONS.
- É necessário avaliar como ficará o MRE em uma eventual implantação da separação entre lastro e energia. Poderá haver usinas hidrelétricas fora do MRE? Mas a otimização continuará a ser feita para todas as usinas pelo ONS?

- Importante esclarecer como serão tratados os eventos de *constrained-off*.
- No caso das renováveis, parece haver uma incompatibilidade entre o cálculo do lastro considerando o efeito portfólio, mas com aferição individual.
- Sugerimos avaliar o modelo de transição para os contratos legados proposto no PLS 232, no qual os contratos legados reduzem a base de cálculo do encargo de lastro.
- O modelo comercial proposto aloca o risco integralmente nos geradores, inclusive de aspectos totalmente fora de controle deles, como as horas que serão consideradas críticas.
- A adoção de uma câmara de arbitragem poderia trazer ganhos ao setor, evitando a judicialização de assuntos com complexidade técnica elevada.