



UHE Tucuruí - Acervo Eletrobras Eletrônorte

## **Contribuição à Consulta Pública MME**

**n.º 146/2022:**

Propostas metodológicas para o tema  
"Separação Lastro e Energia"

Abril de 2023



## Sumário

1	Introdução .....	3
2	Quantificação de requisitos do sistema .....	6
2.1	Diagnóstico.....	6
2.2	Propostas de aprimoramento .....	14
3	Quantificação da contribuição de oferta.....	16
3.1	Diagnóstico.....	16
3.2	Propostas de aprimoramento .....	21
4	Precriedade na oferta e mecanismos de recomposição .....	24
4.1	Diagnóstico.....	24
4.2	Propostas de aprimoramento .....	29
5	Referências .....	32

## 1 INTRODUÇÃO

O arcabouço regulatório do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) foi historicamente organizado considerando a predominância da hidroeletricidade em seu sistema físico. Esta característica permitiu a existência de uma série de mecanismos e simplificações no desenho original do ambiente de comercialização de energia no país. A predominância hidroelétrica permitiu que ao longo dos anos os geradores fossem remunerados exclusivamente pelo mercado de energia.

No entanto, é notório que ao longo dos últimos anos os contextos operativo, físico, climático e comercial vêm sofrendo profundas alterações, demandando aprimoramentos na regulamentação vigente. Um destes aprimoramentos, que vem sendo discutido em diferentes fóruns há algum tempo e que representaria uma mudança estrutural do modelo de comercialização empregado hoje, é a Separação Lastro & Energia (L&E). O Lastro é um produto relacionado à confiabilidade de suprimento de eletricidade e deve refletir a contribuição do gerador no suprimento de energia em termos médios durante períodos críticos (Lastro de Suprimento) e a demanda de ponta do sistema (Lastro de Capacidade). Já a Energia ou PPA de Energia, neste contexto de separação, passa a ter uma conotação mais financeira e comercial contra a volatilidade de preços de curto prazo.

A discussão acerca da separação entre L&E remonta à Consulta Pública 33 de 2017 [1], quando foi discutido pela primeira vez junto à sociedade uma proposta de separação destes dois produtos – atualmente negociados de forma conjunta. Mais recentemente, o tópico voltou a ser debatido sob ponto de vista legal no Projeto de Lei 414/2021 [2] (que está com a tramitação parada neste momento) e nesta Consulta Pública [3].

Esse é um tópico especialmente importante para as usinas hidrelétricas, uma vez que, atualmente, elas são uma das principais fornecedoras de Lastro (de Produção e Capacidade) para o sistema. No entanto, este Lastro não é quantificado e precificado adequadamente nos contratos, que em sua maioria, só precificam os volumes de energia vendidos às contrapartes e/ou entregues para o sistema.

Ao longo do tempo, estes mesmos contratos passaram a ser negociados a preços cada vez mais baixos em razão da forte entrada de fontes de geração renovável (eólicas e solares) que conseguem produzir energia a um custo baixo, mas que oferecem uma quantidade reduzida de Lastro ao sistema. Com isso, faz-se necessário valorar – e remunerar adequadamente – as fontes que possuem essa capacidade de garantia de adequabilidade de suprimento, em especial as hidroelétricas.

Entendendo que essa discussão a respeito da separação L&E ainda necessita de um amadurecimento e mais discussões com a sociedade, o formulador de políticas energéticas junto ao congresso nacional criaram, por meio da Lei 14.120/2021, uma solução intermediária para contratação de potência para o sistema: o Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP). A ideia desse mecanismo é garantir que o custo referente a contratação de atributos para o sistema seja rateado entre todos os consumidores<sup>1</sup> e que eles sejam contratados independente da necessidade de novos contratos das distribuidoras. Apesar de ter sido um avanço regulatório importante, há de se ter cuidado para que soluções/alternativas transitórias, como essa, não se tornem permanente, especialmente pelas diferenças conceituais entre os dois mecanismos.

Dessa forma, a fim de trazer uma visão holística sobre o arcabouço regulatório aplicado no tratamento da fonte hidrelétrica e identificar distorções e incompatibilidades deste com a realidade do sistema, a PSR e a ELETROBRAS estão desenvolvendo um extenso estudo capaz de trazer um diagnóstico do arcabouço regulatório existente e propor alternativas para seu aprimoramento.

**Neste sentido, esta contribuição à Consulta Pública 146/2022 traz propostas de aprimoramento essenciais à continuidade da discussão sobre a Separação entre Lastro & Energia. Por se tratar de alternativas metodológicas às apresentadas na Consultas Públicas, entende-se ser necessária uma segunda fase para debater junto à sociedade a pertinência da sua adoção.**

Esta contribuição está organizada da seguinte maneira:

- No capítulo 2 consta a avaliação da Nota Técnica I (NT I) [4], apresentada como material de suporte à CP 146/2022, e respectivas propostas de aprimoramento. Este documento apresenta uma proposta metodológica desenvolvida pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para quantificação dos requisitos de Lastro para o sistema que garantam o suprimento de eletricidade de acordo com os critérios de suprimento pré-estabelecidos.
- No capítulo 3 consta avaliação da Nota Técnica II (NT II) [5], apresentada como material de suporte à CP 146/2022, e respectivas propostas de aprimoramento. Este documento apresenta uma proposta metodológica desenvolvida pela EPE para quantificação da oferta de Lastro (de Produção e Capacidade) dos geradores. Nesta contribuição nos ateremos a avaliar as proposições referentes a fonte hidroelétrica.

---

<sup>1</sup> Anteriormente, os atributos aportados pelas usinas termoelétricas, apesar de usufruídos por todos os consumidores do sistema, eram contratados exclusivamente por meio de Leilões de Energia Nova, cujos custos eram suportados somente pelos consumidores cativos.

- No capítulo 4 consta avaliação da Nota Técnica III (NT III) [6], apresentada como material de suporte à CP 146/2022, e respectivas propostas de aprimoramento. Este documento apresenta elementos do modelo de comercialização do Lastro que se relacionam ao aspecto legal dos volumes calculados como limites de oferta e um mecanismo para cobertura de exposições com relação aos contratos de lastro firmados por estes geradores.
- No capítulo 5 são apresentadas as referências deste documento.

## 2 QUANTIFICAÇÃO DE REQUISITOS DO SISTEMA

A quantificação dos requisitos do sistema visa refletir os montantes necessários a serem contratados para garantir a segurança de suprimento conforme a demanda projetada e os níveis de adequabilidade estabelecidos pelo formulador da política energética.

Para isso, é fundamental definir:

- i. O cenário de referência (deck de simulação) que será utilizado;
- ii. Os critérios de suprimento a serem atendidos;
- iii. A cadeia de modelos que serão utilizados na simulação do sistema.

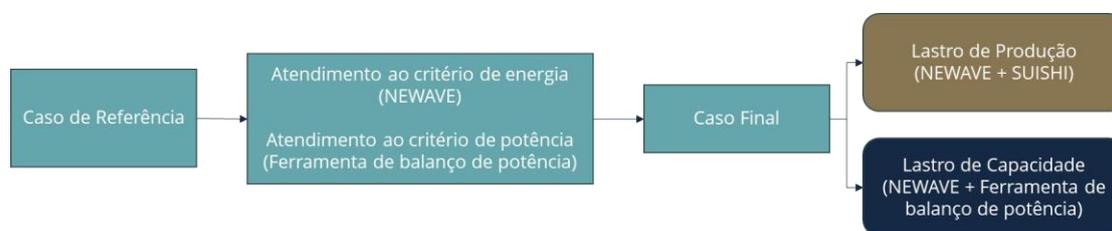
Como não é o objetivo desta Consulta Pública rediscutir as métricas referentes aos critérios de suprimento definidos pelo CNPE na Resolução nº 29/2019 [7] e os parâmetros associados a estas métricas definidos na Portaria MME nº 59/2020 [8], esta contribuição irá se ater a avaliar alguns aspectos, que entendermos serem críticos, relativos aos pontos (i) e (iii) listados acima.

### 2.1 Diagnóstico

A seguir, apresenta-se um diagnóstico sobre as principais propostas apresentadas na Nota Técnica I apensada a esta Consulta Pública.

#### 2.1.1 Cadeia de modelos para simulação do sistema

A EPE apresenta ao longo das primeiras duas Notas Técnicas o encadeamento de modelos utilizados para quantificar tanto os requisitos do sistema quanto para avaliar a contribuição de oferta de cada fonte, cadeia essa composta basicamente pelas versões oficiais dos modelos NEWAVE 28.0.3, SUISHI 16.0 e Ferramenta de Balanço de Potência, conforme ilustrado pela Figura 1.



**Figura 1. Simplificação da cadeia de simulação utilizada pela EPE [Adaptado de [4]]**

A atual versão oficial do modelo NEWAVE (versão 28.0.3) não permite a simulação de longos horizontes com granularidade horária e individualizada de usinas hidroelétricas. Nesse sentido, a EPE destaca na Nota Técnica EPE/DEE/134/2021-r0 que a utilização de modelos que possuam essa discretização poderia trazer benefícios a quantificação, sistêmica e individual, destes requisitos e recursos.

***“Portanto, para uma avaliação mais refinada do Lastro de Capacidade individual, será necessário, além do uso de uma ferramenta que permita a representação individualizada das usinas, uma avaliação conjunta com o ONS de forma a obter as informações de capacidade de atendimento à ponta e as restrições operativas específicas para cada usina do sistema.”***

Sob este aspecto, destaca-se que poderia ser esquematizada a utilização dos modelos oficiais, por meio de rodadas encadeadas, para atingir os objetivos das análises propostas, enquanto novas implementações são avaliadas no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP).

#### *2.1.1.1 Representação individualizada das usinas hidroelétricas*

Na atual versão oficial do modelo NEWAVE (versão 28.0.3), utilizado na cadeia apresentada na Figura 1, as hidroelétricas são representadas de forma agregada por meio de Reservatórios Equivalentes de Energia (REE). No entanto, apesar dos benefícios que essa simplificação traz (em especial a redução o tempo computacional para solução do problema de otimização), são também incorporadas características indesejadas importantes. Para o caso em tela, há perda de algumas informações importantes que serão utilizadas para o cálculo da contribuição de oferta das hidroelétricas como o nível dos reservatórios, geração (flexível e inflexível), entre outros resultados operativos.

Para contornar provisoriamente essas limitações, a EPE sugere que algumas premissas sejam adotadas, dentre elas:

- i. Consideração de uma geração mínima para cada REE de forma a representar a defluência mínima de cada uma das usinas.
- ii. Assunção de que em cada etapa e bloco o nível individual dos reservatórios, em termos percentuais, será igual ao nível do REE;
- iii. Distribuição da geração modulável (de ponta) de cada usina com reservatório proporcionalmente à potência máxima disponível calculada para cada usina do REE.
- iv. Para usinas sem capacidade de regularização é considerada a geração hidrelétrica média mensal do REE rateada proporcionalmente à potência máxima disponível.

A sequência de simplificações exemplificadas acima pode levar a uma imprecisão importante no momento do cálculo da contribuição individual das usinas uma vez que parâmetros específicos de cada ativo são desconsiderados.

**Portanto, entendemos que a simulação individualizada das usinas hidroelétricas é fundamental para evitar possíveis imprecisões na quantificação dos requisitos. Uma possível abordagem procedimental, considerando a utilização dos modelos oficiais, seria realizar uma série de rodadas encadeadas de DECOMP, obtendo assim resultados para cada usina hidroelétrica (nível de reservatório, geração, entre outros).**

Assim, nossa sugestão é que seja adotado o seguinte procedimento para esta abordagem:

- i. Simulação com o modelo NEWAVE para obtenção da função de custo futuro (FCF);
- ii. Doze simulações, com granularidade mensal, do modelo DECOMP acessando a Função de Custo Futuro do NEWAVE e acopladas entre si.
- iii. Repetição do passo (ii) tantas vezes quantas forem necessárias para representar bem a árvore de cenários hidrológicos.

Conforme já mencionado, essa seria uma rotina provisória para contornar atuais limitações, enquanto novas implementações são avaliadas no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP).

#### 2.1.1.2 Granularidade temporal

Na atual versão oficial do modelo NEWAVE, o agrupamento das horas dos dias é representado por meio de blocos de patamares de carga (leve, médio e pesado), na operação realizada pelo ONS e na simulação do PLD realizada pela CCEE, a simulação em base horária é realizada com a versão oficial do modelo DESSEM 19.0.43.

No caso da quantificação do requisito de energia a otimização do despacho do sistema considerando por patamares de carga não é algo crítico, até pela natureza dos critérios de suprimento estabelecidos na regulamentação (base mensal e anual). No entanto, no caso do cálculo do requisito de capacidade, cujos critérios de suprimento estão relacionados ao atendimento da carga instantânea, uma simulação com granularidade diferente de horária pode (e muito provavelmente) estar perdendo informações muito relevantes para esta avaliação.

Para contornar essa limitação na representação horária, a EPE propõe a utilização de um patamar de carga adicional para representar as horas críticas do sistema. Para a determinação deste conjunto de horas críticas, ela apresenta na Nota Técnica I uma análise histórica quanto a duração dos horários de ponta de cada mês. Esta análise é feita a partir da carga bruta do sistema e em um contexto, em termos de configuração da oferta, bem diferente do atual e do projetado.

Com a inserção principalmente das usinas solares (centralizada e distribuída), o que tem se observado é um deslocamento do horário de ponta do sistema, isto é, a carga líquida tem diminuído consideravelmente no meio do dia (devido à geração solar), ficando mais proeminente no final do dia (ao pôr do sol). A expectativa é que esse efeito se torne cada vez mais acentuado (podendo até a chegar no caso da 'Curva do Pato').

**Neste sentido, nossa recomendação seria fazer uma análise prospectiva, a partir do cenário de expansão obtido pela EPE, quanto ao perfil da carga líquida do sistema para avaliar: (i) se há mudança no valor absoluto da máxima demanda líquida de ponta a ser atendida pelas demais fontes; e (ii) do perfil desta nova demanda líquida de ponta.**

Cabe mencionar, por fim, que mesmo dentro das horas críticas que compõem o 4º patamar de carga, a contribuição instantânea para atendimento da demanda máxima do sistema pode variar. Portanto, o **mais recomendado seria simular o sistema com uma granularidade horária ou um acoplamento de modelos que permita essa granularidade**. Cabe salutar que a própria EPE reconhece que idealmente a representação da carga deveria ser horária, conforme trecho de [4] transcrito a seguir.

*“No entanto, a melhor representação da carga nos modelos (em termos energéticos e de potência) deve ser continuamente reavaliada e aprimorada, com o intuito de atingir a meta de representação horária e cronológica”*

Enquanto não é possível trabalhar com a granularidade horária, a EPE propõe que seja estudada a possibilidade de incluir mais patamares de carga, conforme trecho de [4] transcrito a seguir.

*“Enquanto a representação horária e cronológica não é viável para o horizonte de planejamento, uma alternativa transitória seria a discussão para inclusão de mais patamares de carga nos estudos de médio e longo prazo, buscando não só representar o requisito de potência, mas também melhor detalhamento do requisito de energia.”*

No entanto, entendemos que soluções/alternativas transitórias, quando bem-sucedidas no atendimento a uma demanda urgente, acabam se tornando permanentes, desviando o foco da busca pela solução permanente. Portanto, ressaltamos a necessidade de que sejam implementados aprimoramentos nos modelos, conforme discussões realizadas no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP).

### 2.1.1.3 Representação das usinas renováveis

Nos últimos anos tem sido observado um incremento importante da participação de usinas renováveis na matriz energética brasileira. Com isso, torna-se imperativa uma representação mais fidedigna deste recurso para fins de simulação do despacho – em especial devido a sua variabilidade e perfil de geração.

A atual versão oficial do modelo NEWAVE considera apenas uma expectativa de geração (cenário médio) destes ativos em cada um dos patamares de carga. Neste sentido, perde-se muita qualidade na representação da incerteza desta geração (considerando a gama de cenários que poderiam se realizar) e no perfil desta geração (fundamental para a avaliação do requisito de capacidade do sistema).

**Assim, entendemos que seria desejável implementar mecanismos para representar a variabilidade na produção de energia das plantas eólicas e solares por meio de cenários de geração, assim como é feito com a hidrologia, mesmo que em um primeiro momento ainda sem a granularidade horária.**

### 2.1.2 Cenário de Referência

Para determinar a quantidade dos requisitos sistêmicos a serem contratados é necessário definir uma configuração (oferta e demanda) do sistema em termos energéticos. Esta configuração é chamada pela EPE de Cenário de Referência e ele considera:

- Configuração de Oferta e Demanda do Programa Mensal de Operação;
- Retirada de usinas termoelétrica em término de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR);
- Adição de um patamar de carga, totalizando 4 (quatro) patamares de carga, para representar as horas críticas do sistema
- Não é feita a inclusão do plano indicativo do PDE, justamente para conseguir mensurar o requisito do sistema e, posteriormente, comparar com a expansão indicada.

Após a construção deste Cenário de Referência, a EPE realiza uma simulação probabilística e dinâmica utilizando a atual versão oficial do modelo NEWAVE e considerando todo o horizonte de análise. Portanto, como a metodologia utilizada pelo modelo para decidir o despacho ótimo é a PDDE (Programação Dinâmica Dual Estocástica), existe um acoplamento temporal entre os custos de oportunidade. Assim, ao realizar uma simulação que considera todo o horizonte de análise de forma cronológica, os resultados obtidos para o ano A+2 podem estar contaminados, por exemplo, por condições conjunturais do ano A+0.

**Na nossa visão, para evitar este efeito, mais recomendado seria, a simulação do caso energético considerando uma configuração estática<sup>2</sup> para cada um dos anos de interesse do estudo.**

Destaca-se, por fim, que essa mudança caminhará na direção de unificar o método de simulação utilizada na quantificação dos requisitos do sistema e na quantificação da contribuição de oferta – proposta na Nota Técnica II para ser calculada utilizando uma configuração estática.

---

<sup>2</sup> A configuração estática considera a repetição da oferta e demanda de um mesmo ano ao longo de um horizonte suficientemente grande para remover os efeitos referentes a condição inicial e “fim de mundo” (deplecionamento dos reservatórios) da simulação. Usualmente adota-se uma configuração 5+5+5: 5 anos iniciais para remover os efeitos de condição inicial; 5 anos intermediários são utilizados para o estudo; 5 anos finais para evitar o efeito de fim de mundo.

### 2.1.3 Metodologia de quantificação dos requisitos

Ao longo da Nota Técnica I são apresentadas análises quanto ao atendimento dos critérios de suprimento a partir dos resultados obtidos pela EPE para o Cenário de Referência – simulado considerando os pontos expostos nas duas subseções anteriores. A partir destas análises, a EPE propõe em sua Nota Técnica quatro metodologias para quantificação dos requisitos (uma para cada métrica), conforme apresentado abaixo<sup>3</sup>. Ela destaca ainda que, apesar do cálculo ser feito para cada métrica em separado, a oferta adicional deveria considerar o atendimento às duas simultaneamente.

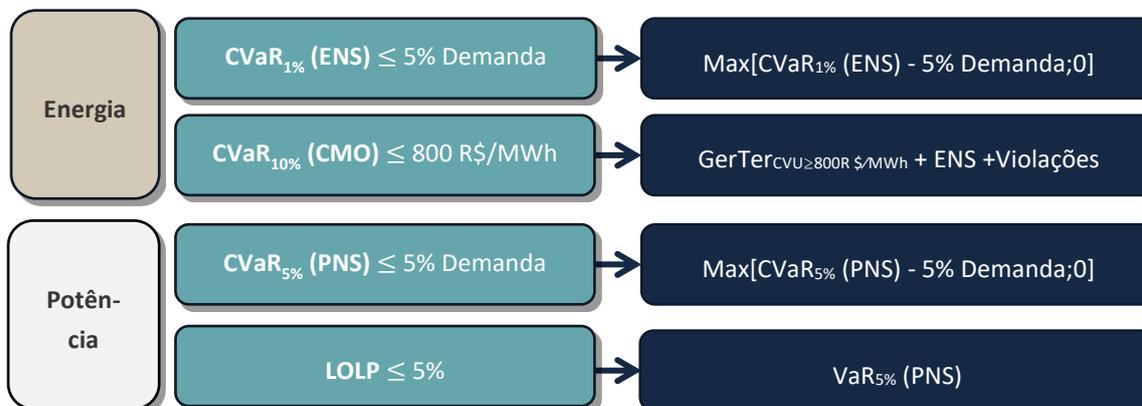


Figura 2. Método de quantificação dos requisitos de energia e de potência [Adaptado de [4]]

Destaca-se, no entanto, que essa avaliação é realizada sem que o caso esteja convergido sob os critérios econômico, de energia e potência, divergindo, portanto, do método utilizado para determinar os lastros de produção e capacidade.

**Novamente, para evitar que haja uma divergência no método de simulação para cálculo do requisito e cálculo da contribuição de oferta, sugere-se que a quantificação dos requisitos de energia e de potência sejam realizadas considerando o caso eletroenergético convergido sob os critérios econômicos, de energia e de potência.**

Deve-se, no entanto, respeitar a preferência do critério de energia (associado ao econômico) aos de potência, conforme sugerido na segunda Nota Técnica. Assim, poder-se-ia calcular de forma mais direta os requisitos, tanto de energia como de potência, a partir da carga crítica do sistema ajustada para atender cada um dos critérios de suprimento.

<sup>3</sup> Por “violações”, entende-se as restrições operativas penalizáveis e considera somente os 10% piores cenários de CMO.

## 2.1.4 Demais aspectos

A Nota Técnica analisa ainda outros aspectos relacionados a quantificação dos requisitos, destacados a seguir.

### 2.1.4.1 Aspecto temporal na definição do produto lastro

Ao longo da Nota Técnica é feita uma reflexão a respeito da sazonalidade e granularidade dos produtos que melhor se adequaria aos requisitos do sistema calculados de acordo com a metodologia proposta – em especial o lastro de capacidade.

São feitas, portanto, uma série de avaliações considerando produtos mensais, trimestrais, quadrimestrais, semestrais e sazonal (7 meses/5 meses) com intuito de definir aquele que levaria a uma contratação ótima (sem que haja um *surplus* relevante para o sistema nos meses de menor requisito). A partir destas análises, a EPE concluiu que o produto que melhor se adequaria ao requisito do sistema seria o quadrimestral.

No entanto, consideramos que devam ser aprofundadas análises adicionais para que sejam comportadas ofertas de usinas com lastro de capacidade sazonal. Também pode-se estudar que a granularidade dos produtos varie em função da duração destes, isto é, contratos mais curtos teriam produto com granularidade menor, e contratos mais longos teriam produto com granularidade maior.

Destaca-se, por fim, que é possível definir, por meio do preço-teto e outros parâmetros do leilão, as características desejáveis para a contratação, de forma a garantir uma maior aderência às necessidades do sistema identificadas.

### 2.1.4.2 Aspecto locacional na contratação do lastro

Na Nota Técnica é feita ainda uma ressalva de que a metodologia proposta é capaz de indicar se há necessidade de uma contratação em determinada localidade. Entretanto, a própria EPE destaca que neste momento não seria interessante realizar esta mudança na forma de contratação destes atributos sistêmicos.

**De toda forma, cabe destacar que entendemos existir outros mecanismos, que não o leilão locacional, que conseguiriam endereçar de forma mais eficiente, sob a ótica regulatória e econômica, eventuais déficits localizados (preço-teto, investimentos em transmissão, sinal locacional da TUST, entre outros).**

## 2.1.5 Conclusões

A Tabela 1 sumariza, para cada um dos pontos analisados anteriormente, as principais críticas e alternativas.

**Tabela 1. Conclusões do diagnóstico da Nota Técnica I**

Item	Avaliação	Alternativa
Representação das UHEs nos modelos de simulação	A representação das UHEs na versão atual do modelo NEWAVE 28.0.3 por meio de REEs requer aproximações no pós-processamento para obtenção de variáveis fundamentais no cálculo da contribuição de potência destas usinas.	Representar individualmente estas usinas. Uma alternativa seria a utilização do DECOMP por meio de simulações encadeadas (software já validado na CPAMP), conforme descrito acima.
Granularidade temporal nos modelos de simulação	A capacidade de representação horária nos modelos de planejamento é mais crítica na avaliação dos requisitos de potência do que de energia devido à natureza dos critérios de suprimento.	Utilização de modelo computacional ou o acoplamento de modelos com essa capacidade de representação (horária).
Representação das usinas renováveis nos modelos de simulação	A atual participação destas usinas na composição do mix energético brasileiro já justificaria um aprimoramento na representação da incerteza quanto a sua produção de energia para um planejamento da operação mais condizente com a realidade. Considerando a perspectiva de aumento da sua participação no sistema e os impactos que isso terá no perfil da carga líquida do SIN, torna-se mais fundamental ainda este aprimoramento.	Representação, em um primeiro momento, de cenários de produção das usinas não despachadas centralizadamente. Em um segundo momento, representação desta variabilidade a cada hora do dia.
Construção do Cenário de Referência	A simulação dinâmica do Cenário de Referência pode acarretar uma distorção na avaliação dos requisitos sistêmicos. Além disso, haveria um descasamento entre o método de simulação adotado para calcular a contribuição de potência das UHEs e o utilizado para definir o requisito do sistema.	Simulação de uma configuração estática para cada um dos anos do horizonte de interesse.

Item	Avaliação	Alternativa
Metodologia de quantificação dos requisitos	A quantificação dos requisitos sem considerar a convergência do caso para os critérios econômicos, de energia e potência levará a desca-samento entre o método de simulação adotado para calcular a contribuição de potência das UHEs e o utilizado para definir o requisito do sistema.	Simulação de uma configuração estática para cada um dos anos do horizonte de interesse e cálculo do requisito considerando a carga crítica ajustada para cada um dos critérios de suprimento e econômico.
Aspecto temporal na definição do produto lastro	A diferenciação em produtos temporais, além de adicionar uma complexidade operacional (definição de diferentes contribuições ao longo do ano) e regulatória (mecanismo de penalização/aferição), pode se mostrar inadequada com a mudança nas características da matriz ao longo dos anos.	Produtos para períodos específicos do ano deveriam ser licitados em produtos de mais curto prazo.
Aspecto locacional na contratação do produto lastro	Concordamos com a EPE que não há necessidade de realizar, pelo menos neste momento, leilões regionais para contratação de lastro. Esse direcionamento da oferta pode ser dar, se necessário, por meio dos parâmetros do leilão.	N/A

## 2.2 Propostas de aprimoramento

Destacamos, inicialmente, que grande parte dos apontamentos feitos na seção anterior estão relacionados a avanços tecnológicos (aprimoramentos e validações nos modelos utilizados na cadeia de simulação energética) e procedimentais (simulação do caso estático e cálculo dos requisitos considerando o método de convergência para os critérios econômicos, de energia e potência).

Entendemos que os ajustes procedimentais sugeridos para cálculo dos requisitos são mais imediatos que a validação (pela CPAMP e agentes) de versões mais atuais dos modelos oficiais que incorporam as melhorias já citadas na seção anterior.

Feitas estas considerações, procede-se a proposta de aprimoramento metodológico na avaliação do requisito de potência para o sistema, que consiste na inclusão de uma análise de confiabilidade no cálculo do balanço de potência.

Atualmente, o planejamento da expansão de transmissão considera um critério de confiabilidade N-1<sup>4</sup>, ou seja, o sistema é planejado para operar mesmo que haja a contingência (perda de operação) de uma linha de transmissão. Entendemos que o racional semelhante poderia ser implementado no momento da avaliação do balanço de potência, isto é, qual seria a capacidade de atendimento da demanda instantânea do sistema caso ocorresse uma ou mais contingências nos equipamentos de geração.

Portanto, em vez de calcular a carga crítica do sistema sob os critérios de potência utilizando as séries hidrológicas sintéticas simulados no modelo, poderíamos fazê-lo considerando cenários de contingência. Para isso, seria necessário sortear um número suficientemente grande de cenários que estariam associando a (i) disponibilidade de potência de cada unidade geradora na série hidrológica 's' e na hora 'h'; e (ii) falhas nas unidades geradoras. A partir da obtenção deste conjunto de cenários, rodar-se-ia o programa de balanço de potência e se avaliaria o atendimento dos critérios de suprimento – o que permitiria avaliar a robustez do sistema no atendimento à demanda instantânea sob diferentes condições operativas.

---

<sup>4</sup> Dependendo do sistema, esse critério pode ser alterado para N-2 ou até valores superiores.

### 3 QUANTIFICAÇÃO DA CONTRIBUIÇÃO DE OFERTA

O objetivo da segunda Nota Técnica da EPE [5] que consta de Consulta Pública é apresentar uma metodologia de cálculo para quantificar a contribuição de oferta de cada tipo de fonte para os produtos Lastro de Produção e Lastro de Capacidade.

A EPE define o Lastro de Produção da seguinte forma:

*“O Lastro de Produção é a contribuição que um ativo do sistema é capaz de oferecer individualmente para o atendimento da demanda de eletricidade de forma acumulada ao longo de um determinado intervalo de tempo, independentemente do atendimento a cada instante.”*

Já o Lastro de Capacidade é definido pela EPE da seguinte forma:

*“O Lastro de Capacidade é o quanto um ativo físico do sistema contribui individualmente para o atendimento da demanda de eletricidade em instantes de interesse. No caso em questão, foi utilizado como instantes de interesse o horário de ponta do sistema elétrico brasileiro, definido como as 10 horas de maior demanda de cada mês.”*

A partir destas definições, o material traz uma rica discussão sobre como seria feito o cálculo de cada um dos tipos de lastro para cada uma das fontes. No entanto, será objeto desta contribuição somente a avaliação a respeito das propostas referentes às UHEs.

Para estas usinas, a proposta da EPE é que o lastro seja calculado da seguinte forma:

- Lastro de Produção: utilizando a mesma metodologia vigente para o cálculo da Garantia Física (rateio do bloco hidráulico).
  - A diferença estaria no Cenário de Referência (inclusão do quarto patamar de carga e dos limites de intercâmbio).
- Lastro de Capacidade: utilizando a ferramenta desenvolvida pela EPE para cálculo do Balanço de Potência (disponibilidade de potência).

#### 3.1 Diagnóstico

##### 3.1.1 Método para a convergência do Cenário de Referência

Para o cálculo do Lastro de Capacidade e de Produção segundo a metodologia proposta pela EPE, faz-se necessário que se adote um Cenário de Referência que representará as condições de oferta e demanda do sistema para que se proceda a simulação da operação.

Diferentemente do que foi proposto na Nota Técnica I (Quantificação dos Requisitos do Sistema), neste caso a EPE propõe que este Cenário de Referência utilize uma configuração estática<sup>5</sup>, isto é, a configuração de oferta de um determinado ano do caso, assim como as diferentes restrições operativas, deve ser repetida ao longo do horizonte de simulação.

**Assim como já destacado na seção 2.1.2, entendemos que esse seria o procedimento mais correto a ser adotado, uma vez que ele permite analisar o sistema sem a influência, sob todos os aspectos, dos anos anteriores ou posteriores.**

A partir dessa configuração de Referência procede-se ao cálculo da carga crítica do sistema observando tanto o critério econômico (Custo Marginal de Operação igual ao Custo Marginal de Expansão) e os critérios de suprimento de energia ( $CVaR10\% (CMO) \leq 800 \text{ R\$/MWh}$  e  $CVaR1\% (ENS) \leq 5\% \text{ demanda}$ )<sup>6</sup>.

Após a convergência do critério de energia, procede-se ao ajuste na carga do patamar de ponta para que se obtenha também o atendimento ao critério de potência. A proposta apresentada para que seja feito este ajuste nos pareceu um tanto confusa e conta com premissas que, na nossa visão, podem levar a uma série de aproximações imprecisas, como por exemplo a proporcionalização do requisito para cada sistema – que é sistêmico e, portanto, não poderia ser proporcionalizado, e os ajustes nas cargas dos demais patamares, considerando a manutenção da proporcionalidade dos demais patamares frente a carga original.

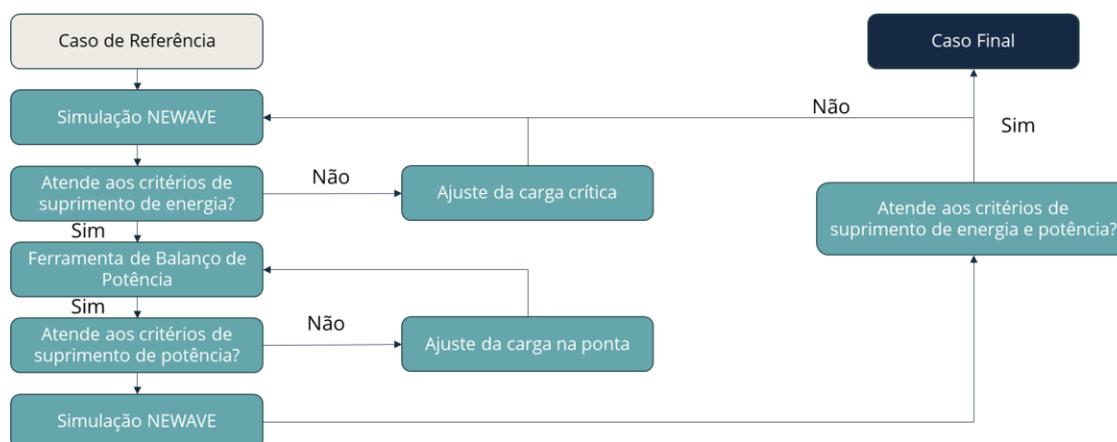
**Nosso entendimento é que esse ajuste deveria ser feito de forma proporcional em todos os patamares de carga – assim como é feito no ajuste da carga crítica para atendimento ao critério econômico e de suprimento de energia – evitando, desta forma, qualquer tipo de arbitrariedade sobre a distribuição da demanda de ponta nos demais patamares de carga.**

O mesmo fluxograma apresentado pela EPE, ilustrado na Figura 3, poderia ser adaptado na caixa de ‘Ajuste da carga na ponta’ para contemplar a sugestão acima.

---

<sup>5</sup> A proposta da EPE é utilizar a mesma metodologia utilizada para compor o Cenário de Referência no cálculo da Garantia Física, isto é, 5 anos iniciais (retira as condições iniciais de armazenamento e vazão), 5 anos intermediários (horizonte de fato analisado) e 5 anos finais (acomodar os efeitos de ‘fim de mundo’).

<sup>6</sup> A EPE deixa claro que caso alguns critérios não consigam ser atendidos em sua integralidade, eles poderão ser relaxados de acordo com um método pré-estabelecido.



**Figura 3. Fluxograma de convergência do Caso de Referência [Adaptado de [5]]**

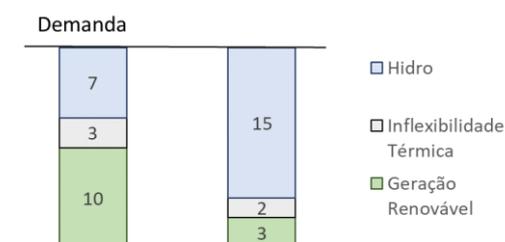
### 3.1.2 Lastro de Capacidade de UHE

A EPE propõe que o cálculo do Lastro de Capacidade das UHEs seja feito utilizando a Ferramenta de Balanço de Potência, por eles desenvolvida, para obter a disponibilidade de potência considerando os 2.000 cenários de disponibilidade hídrica gerados pelo modelo NEWAVE 28.0.3.

A partir da disponibilidade de potência do SIN para cada um destes cenários, propõem-se a seleção dos 5% cenários mais críticos de geração hidrelétrica, em cada mês, para avaliação do Lastro de Capacidade. A partir da obtenção da disponibilidade de potência individual das usinas nesses cenários críticos, calcula-se a média para obter o Lastro de Capacidade individual.

**Entendemos que a premissa proposta para seleção dos cenários críticos é demasiadamente conservadora e incoerente metodologicamente. Isto porque ao invés de se calcular a contribuição de potência das UHEs para o atendimento da demanda instantânea nos momentos mais críticos do sistema, optou-se por realizar o cálculo da potência disponível das hidrelétricas nos momentos de menor geração hidroelétrica.**

Destaca-se que a menor geração hidroelétrica observada na simulação do despacho do sistema pode estar relacionada não à falta de recurso (água), mas a outros fatores sistêmicos, como por exemplo uma alta inflexibilidade operativa das demais fontes (que causa um deslocamento da geração das UHEs). A Figura 4 ilustra essa situação: considerando a mesma disponibilidade de água no sistema e a mesma demanda a ser atendida, a geração hidroelétrica pode ser maior ou menor a depender da inflexibilidade operativa dos demais recursos.



**Figura 4. Exemplo de contribuição das UHEs para atendimento à demanda [PSR]**

**Portanto, entendemos que esse é um importante aprimoramento a ser implementado na metodologia proposta na Consulta Pública: considerar, no cálculo de contribuição de potência, os momentos de maior criticidade para o sistema e não os de maior criticidade para as UHEs.**

### 3.1.3 Disponibilidade de Potência das UHEs

Conforme mencionado anteriormente, a EPE propõe na Nota Técnica a utilização da ferramenta de balanço de potência para determinar a disponibilidade de potência das usinas hidroelétricas. No entanto, para que seja possível calcular a disponibilidade de potência com auxílio desta ferramenta é necessária a disponibilidade de alguns resultados da simulação da operação do sistema, como por exemplo: percentual de armazenamento dos reservatórios, geração das usinas, entre outras.

Conforme discutido na seção 2.1.1.1, a utilização do NEWAVE 28.0.3 para obtenção destas variáveis requer uma série de pós-processamentos e aproximações que podem levar a imprecisões no cálculo da potência disponível.

**Portanto, assim como destacado anteriormente, entendemos que o mais apropriado seria a utilização de um modelo capaz de representar individualmente as usinas hidroelétricas, como por exemplo o DECOMP, evitando assim a necessidade dos pós-processamentos propostos.**

Além da indisponibilidade destes resultados de forma individualizada, a impossibilidade de simulação do despacho do sistema com granularidade horária exige também uma série de simplificações e aproximações quanto ao volume de geração ‘modulável’ destas usinas – podendo levar a imprecisões no cálculo da potência disponível.

**Portanto, conforme destacado na seção 0, entendemos que seria mais apropriado a utilizar um modelo ou acoplamento de modelos capaz de simular com granularidade horária o sistema, evitando-se a necessidade dos pós-processamentos propostos.**

### 3.1.4 Conclusões

A Tabela 2 sumariza, para cada um dos pontos analisados anteriormente, as principais críticas e alternativas.

**Tabela 2. Conclusões do diagnóstico da Nota Técnica II**

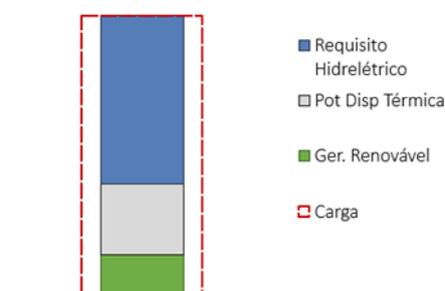
Item	Avaliação	Alternativa
Método de convergência do Cenário de Referência	Concordamos com a utilização de uma configuração estática para cálculo do Lastro de Produção e Capacidade das usinas. No entanto, entendemos que o ajuste proposto para a carga no patamar de ponta é incoerente metodologicamente.	Para o ajuste da carga no patamar de ponta sugere-se a utilização da mesma metodologia adotada no cálculo da carga crítica na convergência dos critérios de suprimento de energia: redução proporcional em todos os patamares de carga simulados.
Cenários críticos para cálculo do Lastro de Capacidade das UHEs	A proposta de utilizar os cenários mais críticos de geração hidroelétrica é incoerente, metodologicamente, com o conceito de contribuição para atendimento da demanda instantânea.	A seleção dos cenários críticos para quantificação do Lastro de Capacidade das UHEs deveria levar em consideração a criticidade no atendimento a demanda do sistema e não a da geração hidroelétrica.
Cálculo da Disponibilidade de Potência das UHEs	A utilização de versão do modelo com representação não individualizada requer uma série de pós-processamentos e simplificações que podem levar a conclusões imprecisas a respeito da real potência disponível das UHEs.  Além disto, a simulação do despacho do sistema com granularidade diferente da horária requer também premissas sobre a capacidade (ou disponibilidade) de modulação destas usinas podendo, novamente, levar a conclusões imprecisas a respeito da real potência disponível das UHEs.	Propõe-se a utilização de modelo que consiga representar individualmente as UHEs. Idealmente, o modelo (sozinho ou acoplado a outro modelo) deveria ser capaz ainda de simular o despacho do sistema com granularidade horária (em vez de blocos de carga).

## 3.2 Propostas de aprimoramento

### 3.2.1 Visão geral

Conforme exposto, entendemos que a proposta apresentada pela EPE penaliza de sobremaneira as UHEs ao calcular a sua contribuição de potência nos momentos de menor geração hidroelétrica do sistema. Estes cenários podem estar correlacionados a outros fatores que não a indisponibilidade de água nos reservatórios, como por exemplo a grande quantidade de oferta inflexível (com prioridade no despacho) no sistema ou até mesmo ao nível de sobreoferta.

Neste sentido, entendemos que o mais adequado seria quantificar a contribuição de potência das UHEs nos momentos mais críticos para o sistema, isto é, quais são os momentos em que já foram utilizados os demais recursos do sistema (geração renovável e potência térmica) e que, portanto, há somente o recurso hidroelétrico ainda a ser despachado para atender a demanda do sistema. Nomeamos essa necessidade sistêmica de **Requisito Hidroelétrico**.



**Figura 5. Exemplo conceitual do Requisito Hidroelétrico [PSR]**

Importante destacar que a metodologia que será proposta considera a disponibilidade de resultados individualizados e com granularidade horária – fundamental para avaliação da contribuição de potência de cada usina.

Conforme destacado na seção anterior, esse seria um primeiro aprimoramento a proposta apresentada pela EPE na Consulta Pública. Os tópicos a seguir apresentam um detalhamento dessa proposta metodológica.

### 3.2.2 Conceito

Como apresentado, a metodologia proposta nesta contribuição tem como objetivo determinar a contribuição de potência das UHEs em momentos críticos para o sistema.

- Momentos críticos = Cenários críticos → Avaliação deve considerar a condição do sistema em cada série hidrológica e hora, isto é, um cenário crítico pode ser observado na série #20 e hora #34 e outro na série #123 e hora #98.

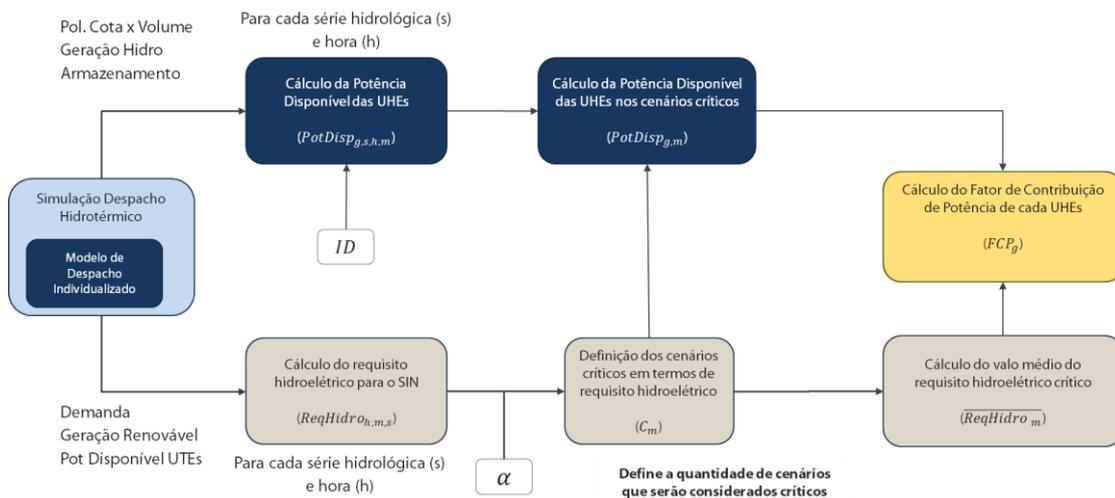
- Estes cenários críticos são definidos a partir do cálculo do Requisito Hidroelétrico do SIN, isto é, abatendo-se da demanda a geração renovável e a potência térmica disponível, quanto o sistema exigirá das UHEs – será detalhado mais à frente.

A determinação da potência disponível de cada UHE, em cada hora e série hidrológica, é realizada utilizando-se a mesma metodologia proposta pela EPE em sua Nota Técnica.

- UHE com reservatório: potência disponível considerando perda por deplecionamento.
- UHE fio d’água<sup>7</sup>: potência limitada à geração hidrelétrica obtida na simulação da operação do sistema.
- UHE Tucuruí: além das perdas por deplecionamento, considera-se perda de potência de grupo gerador quando a cota do reservatório é inferior a 60.5m (usualmente em alguns meses do segundo semestre).

### 3.2.3 Estrutura de cálculo

A definição do Lastro de Capacidade inicia-se a partir do processo de convergência para o ano de estudo do Cenário de Referência pelos critérios econômicos e de suprimento de energia. Em seguida, procede-se a simulação probabilística e horária do sistema para que seja possível obter as variáveis necessárias para o cálculo. As etapas de cálculo da metodologia proposta são sumarizadas no fluxograma representado na Figura 6.



**Figura 6. Etapas de cálculo da metodologia proposta [PSR]**

No diagrama é possível observar que se propõe dois principais pós processamentos para o cálculo do Lastro de Capacidade – que aqui chamamos de Fator de Contribuição de Potência (detalharemos a seguir o porquê desta nomenclatura).

<sup>7</sup> Apesar de serem classificadas como usinas a fio d’água, algumas destas usinas podem apresentar capacidade de modulação diária ou semanal – o que será apresentado na simulação.

Os cálculos realizados na parte inferior do diagrama resultarão na determinação dos cenários críticos a serem considerados para determinar a contribuição de potência das UHEs ao sistema. Na proposta apresentada pela EPE, esses cenários seriam dados pela geração hidroelétrica projetada, enquanto na proposta aqui apresentada se propõe que o Requisito Hidroelétrico seja o responsável por determinar quais são estes cenários críticos.

Na parte superior do diagrama são realizados os cálculos para se determinar a Potência Disponível das UHEs, assim como proposto pela EPE. O aprimoramento apresentado para esta parte está na verdade relacionado a granularidade dos dados de saída do modelo de despacho hidrotérmico – que neste caso não requereriam as aproximações sugeridas pela EPE.

Por fim, no lado direito da figura, os resultados até o momento calculados em base mensal seriam agrupados para formar um único indicador anual – o Fator de Contribuição de Potência. Para isso, ponderar-se-ia os resultados mensais pelo valor médio do Requisito Hidroelétrico crítico mensal (média do Requisito Hidrelétrico nos cenários críticos). Assim, ao final do processo, ter-se-ia um único indicador que representaria a contribuição, em percentual da capacidade instalada, de cada uma das usinas para potência. A vantagem desse approach é que esse mesmo percentual poderia ser utilizado nos casos de ampliações e repotenciações das usinas hidroelétricas.

Logo, o Fator de Contribuição de Potência (FCP) de cada UHE, que será um número percentual, será multiplicado pela potência instalada na usina e resultará no seu Lastro de Capacidade, servindo como limitador para oferta do agente no leilão (conforme será abordado na seção 4). Exemplo: uma usina que possua um FCP de 80% e tem habilitado no leilão uma potência instalada de 100 MW terá um Lastro de Capacidade de 80 MW ( $100 \text{ MW} * 80\%$ ).

## 4 PRECARIIDADE NA OFERTA E MECANISMOS DE RECOMPOSIÇÃO

Como mencionado na introdução deste documento, neste capítulo serão avaliados alguns elementos do modelo de comercialização de lastro propostos na Nota Técnica III apresentada pela EPE e MME. Estes elementos são:

- O carácter jurídico e regulatório do lastro e das obrigações assumidas pelo gerador;
- O mecanismo de cobertura de exposições dos contratos de lastro firmados pelos geradores.

Ao longo das próximas seções serão apresentadas as avaliações sobre a proposta para tratamento destes elementos e, em seguida, serão expostas alternativas para aprimoramentos destas.

Antes, vale ressaltar que a análise destes dois elementos de desenho do modelo de comercialização é prejudicada quando as propostas para os mesmos são apresentadas de maneira isolada dos demais elementos que compõem o modelo de comercialização de lastro em sua totalidade. Dentre estes elementos que impactam a visão geral do modelo, e até mesmo o entendimento das propostas apresentadas, e que não são retratados aqui, podemos citar:

- O tratamento de contratos legados;
- Aspectos do mecanismo de contratação como:
  - Critérios e diretrizes (mesmo que gerais) para a realização do leilão de lastro;
  - Indicação dos direitos e obrigações dos agentes contratados de forma mais específica;
  - Indicação das formas de penalidade quando o gerador falha em entregar volumes contratados;
  - Indicação das formas de aferição de entrega dos volumes contratados.

Adicionalmente, como também já foi mencionado na introdução, as discussões aqui também podem ser estendidas para o mecanismo de leilões de reserva de capacidade atualmente empregados pelo governo para contratação de reserva de capacidade de potência, conceito similar ao lastro de capacidade.

### 4.1 Diagnóstico

#### 4.1.1 Proposta de precariedade dos limites de oferta de lastro

Atualmente, o valor de contribuição de cada empreendimento de geração para a confiabilidade do sistema é chamado de Garantia Física (GF). A Garantia Física do empreendimento é também utilizada como limite de contratação do gerador e métrica para compartilhamento de energia no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Este valor é calculado pelo poder concedente e descrito na outorga do empreendimento.

O arcabouço regulatório atual prevê que sejam realizadas revisões nos valores de Garantia Física dos geradores, visando manter este valor com aderência à realidade do suprimento energético do sistema. No entanto, como o valor de Garantia Física afeta o gerador em diferentes dimensões (comerciais e financeiras), a legislação atual limita a alteração da garantia física dos geradores nestes eventos de revisão. Tal regra limita a redução de Garantia Física do gerador a 5% em cada evento de revisão e à 10% do valor calculado no momento da outorga do empreendimento [9].

Segundo a EPE, o modelo atual descrito traz como consequências (i) a percepção dos agentes que a GF é uma “garantia de geração”, (ii) a utilização da GF como expectativa de recebíveis, (iii) a utilização dos valores de GF para fundamentar ações contra o poder concedente, e (iv) a falta de aderência entre a GF e a contribuição real do gerador para a confiabilidade do sistema, passado algum tempo desde seu cálculo.

Dessa forma, em uma possível migração para um modelo de separação L&E, a contribuição do agente para a confiabilidade do sistema passaria a se chamar Lastro. Note que não são especificados como serão tratadas as demais atribuições que a Garantia Física tem na regulamentação atual, nem se de fato o conceito de Garantia Física será totalmente abolido após a migração para o novo modelo idealizado.

Ainda segundo a EPE, o Lastro dos geradores seria calculado de forma centralizada e com o único intuito de estabelecer um limite de oferta para o fim exclusivo de comercialização em leilões, **limite de oferta em caráter precário**. Ou seja, após o leilão os valores de Lastro do gerador calculados pelo poder concedente deixariam de ter qualquer caráter vinculante, sendo considerado apenas os volumes efetivamente ofertados e contratados como determinantes durante o período contratual. A cada leilão, um novo limite de oferta seria calculado para o gerador, podendo este realizar novas ofertas descontando os valores já contratados durante o mesmo período de suprimento.

A responsabilidade dos montantes contratados seria unicamente do empreendedor e estes montantes não podem ser alterados durante a vigência do contrato. A mitigação para risco de descolamento entre quantidade contratada e quantidades auferidas envolve contratos mais curtos e mecanismo para cobertura de exposições.

De fato, a proposta em tela traz flexibilidade para o planejador e permite que a contribuição dos geradores e as respectivas contratações estejam sempre em linha com a realidade do sistema. **No entanto, esta proposta não leva em conta o nível de risco acentuado alocado ao gerador.**

Note que, segundo esta proposta, o gerador teria suas vendas em leilões limitadas a valores calculados pelo poder concedente, sendo estes valores fixados somente por curtos períodos e podendo ser reduzidos sem limitação em novos certames. Assim, o gerador estaria exposto a riscos, como a mudança dos parâmetros ou da própria metodologia de cálculo dos limites de oferta de lastro.

Dessa forma, o empreendedor teria pouca previsibilidade do seu potencial de vendas e receitas, tornando difícil a avaliação de riscos. Vale notar que os investimentos na geração são capital intensivos, devendo os empreendedores aportar volumes vultuosos de capital no início das obras e recuperando o investimento ao longo prazo. Sendo assim, é sempre desejável que haja alguma previsibilidade quanto ao fluxo de recebíveis do agente.

Como alternativa para contratação de Lastro de empreendimento novos seria interessante estabelecer uma maior duração para os contratos de suprimento, com regras para revisão periódica dos valores contratados considerando limites de redução destes valores.

Nos atuais LRCAPs, essa discussão se reflete nos volumes calculados com limites de potência disponível a ser ofertada pelas hidrelétricas nos leilões. Diferentemente das termelétricas, estes volumes dependem da hidrologia e são incertos. No entanto, como o período contratual do 1º LRCAP foi de 15 anos, acredita-se que, caso sejam mantidos estes prazos para um próximo certame envolvendo hidrelétricas, o possível aspecto precário do cálculo de capacidade a ser ofertada não traria percepção de risco muito elevada.

#### **4.1.2 Mecanismos para cobertura de exposições**

O segundo elemento do modelo de comercialização retratado pela EPE é o mecanismo para cobertura de exposições contratuais, que permitiria ao gerador mitigar o risco de exposição às penalidades por não entrega de volumes contratados.

No entanto, antes de analisar o mecanismo para cobertura de exposições, é importante abordar as formas de cálculo desta exposição que se relacionam às formas de aferição do lastro entregue. Idealmente, a forma de aferição deve contar com os mesmos parâmetros envolvidos no cálculo da definição do limite de oferta de lastro, a fim de dar mais previsibilidade e reduzir os riscos ao gerador. No entanto, admite-se certo descolamento entre estas metodologias, dado que em um caso o cálculo é feito a partir de análises prospectivas das condições de suprimento (*ex-ante*), enquanto a aferição deve ser realizada a partir da operação realizada de maneira (*ex-post*).

A Nota Técnica III menciona por diversas vezes a necessidade de que a aferição deve ser realizada comparando a entrega do lastro dos geradores nos momentos de maior criticidade. Importante, no entanto, ressaltar que é desejável que os momentos de maior criticidade utilizados sejam aqueles de maior criticidade para o sistema e não para o suprimento individual de lastro do gerador. Dessa forma, as janelas de verificação são unificadas para todos os agentes de diferentes tecnologias e localizações, privilegiando a possibilidade de complementariedade destes agentes e reduzindo o risco de sobrecontratação.

Nos capítulos anteriores, já foram determinadas métricas para a determinação destes períodos mais críticos para o sistema. Essa métricas foram aplicadas à visão prospectiva do contexto operativo para definição dos requisitos de lastro e dos limites de oferta. Devem então também ser mais aplicados na aferição.

Assim, tendo sido medidos e aferidos os valores de lastro entregues, deve-se prosseguir para o então mecanismo de cobertura de exposições. Segundo a NT III, existem várias formas de alocação do risco de não entrega, cada qual com seus prós e contras, que são resumidos na Tabela 3 abaixo.

**Tabela 3. Vantagens e desvantagens de cada alternativa proposta**

Alternativas de Mecanismos para Cobertura de Exposições	Vantagens	Desvantagens
<b>Risco alocado nos compradores</b>	O comprador gere o risco de exposição, sobrecontratando ou criando um portfólio.	O consumidor não possui a melhor informação e não gerencia o ativo/eficiência de produção.
	Mecanismos mais flexíveis de aferição e penalização.	Resulta em sobrecontratação e redução do incentivo à eficiência individual.
<b>Risco alocado nos vendedores</b>	Precificação mais assertiva do risco de exposição.	Maior dificuldade em precificar e alocar os riscos devido a limitação de informações do mercado.
	Reduz a sobrecontratação e promove maior incentivo à eficiência individual.	
<b>Risco alocado nos vendedores – Condomínio (rateio)</b>	Unificação do tratamento das exposições e mitigação dos riscos individuais.	Distribuição de ineficiência entre os agentes participantes.
	Maior previsibilidade devido a troca de exposições com valores fixos.	Incentivos para o incorreto dimensionamento de risco nas ofertas.
<b>Risco alocado nos vendedores – Mercado (cessão ou venda)</b>	Mitigação de riscos individuais e preservação da eficiência dos geradores.	Possível dificuldade de adaptação dos agentes participantes.
	Maior calibração dos incentivos positivos e negativos conforme a situação do sistema.	Maior liquidez do mercado é exigida.

A EPE aponta que, neste caso, o melhor caminho seria a implantação de um mercado de diferenças a exemplo do que hoje é feito no mercado de curto prazo para liquidação de energia. De fato, esta opção traz alguns benefícios uma vez que reduz a percepção de risco dos agentes que caso não contassem com instrumento de gestão de diferenças, se veriam obrigados a fazer frente a penalidades severas devido a não entrega de lastro (o que se torna ainda mais grave quando o risco de não entrega é atrelado a fatores não gerenciáveis pelo gerador, como hidrologia). Adicionalmente, a solução proposta permite o aproveitamento do efeito portfólio e aumento da competição entre agentes ofertantes fornecendo sinalização para aversão a risco adequada.

No entanto, para aplicação desta alternativa seria necessário um mercado líquido, com definição do tratamento dos contratos existentes e definições quanto aos volumes de exposição também dos consumidores, o que nos parece algo ainda distante da realidade atual do sistema. Principalmente caso seja aplicado no atual mecanismo de capacidade.

São vários os pontos que dificultariam a aplicação deste mecanismo para os geradores contratados nos leilões de reserva de capacidade:

- Não existe liquidez neste mercado;
- Não é clara a forma de identificação de exposições do consumidor nestes casos;
- Não existe tratamento para os contratos existentes nem regulamentação para que geradores de fora do mecanismo possam participar da liquidação, de forma a aumentar as chances de sucesso de cobertura das exposições.

Neste cenário de curto-prazo, seria então desejado um mecanismo de mitigação dos riscos de não entrega de lastro, principalmente para os futuros contratos de reserva de capacidade para geradores hidrelétricos, que tem a entrega de lastro condicionado à operação do sistema e à hidrologia (fatores de pouca ou nenhuma gestão do empreendedor).

#### 4.1.3 Conclusões

A Tabela 4 sumariza, para cada um dos pontos analisados anteriormente, as principais críticas e alternativas.

**Tabela 4. Conclusões do diagnóstico da Nota Técnica III**

Item	Avaliação	Alternativa
<b>Proposta de precariedade dos limites de oferta de lastro</b>	Apesar de trazer maior flexibilidade para o planejador, a proposta não considera o risco acentuado para o gerador à medida que suas vendas em leilões ficam limitadas a valores fixados pelo poder concedente. Além disso, o gerador fica exposto a mudança dos parâmetros ou da própria metodologia de cálculo dos limites de oferta de lastro, o que reduz sua previsibilidade de potencial de venda e receita e dificulta sua avaliação de riscos.	Para contratação de novo lastro sugere-se estabelecer uma maior duração para os contratos de suprimento, com regras para revisão periódica dos valores contratados considerando limites de redução destes valores.

Item	Avaliação	Alternativa
<b>Mecanismos para cobertura de exposições</b>	A alternativa apontada pela EPE como melhor para a cobertura de exposições reduz a percepção de risco dos agentes e permite o aproveitamento do efeito portfólio e aumento da competição entre agentes ofertantes.	Emprego de metodologia de aferição que considere os níveis de criticidade do sistema e não a criticidade da produção do gerador.

## 4.2 Propostas de aprimoramento

Tendo em vista o diagnóstico feito na seção anterior, é aqui apresentada uma proposta de aprimoramento que envolve:

- Modelo de aferição de entrega de lastro;
- Mitigação do risco de não previsibilidade para retorno do investimento que é trazido pela proposta de precariedade dos limites de oferta de lastro;
- Tratamento de contratos legados.

Tais propostas de aprimoramento são definidas nas próximas subseções.

### 4.2.1 Modelo de aferição para entrega de lastro

Após a consolidação dos resultados da operação do sistema, pode-se verificar, para cada usina hidroelétrica e em cada hora, o somatório entre a “Potência Programada” e a “Potência de Folga”. Este somatório será aqui chamado de Potência Disponível Medida. Na ausência destes dados da operação é possível realizar cálculo teórico utilizando a geração verificada das usinas como proxy da Potência Disponível Medida das usinas fio d’água, e para as usinas com reservatório é possível utilizar a equação que correlaciona altura de queda líquida com altura de queda efetiva<sup>8</sup>.

$$^8 PotDispMax = PotInst * (1 - TEIF) * (1 - ID) * \left(\frac{h_l}{h_{efet}}\right)^\beta$$

Sendo o valor de  $\beta$  calculado da seguinte forma:

1,5 se  $h_l < h_{efet}$  caso a usina possua turbinas Francis ou Pelton;

1,2 se  $h_l < h_{efet}$  caso a usina possua turbinas Kaplan ou Bulbo;

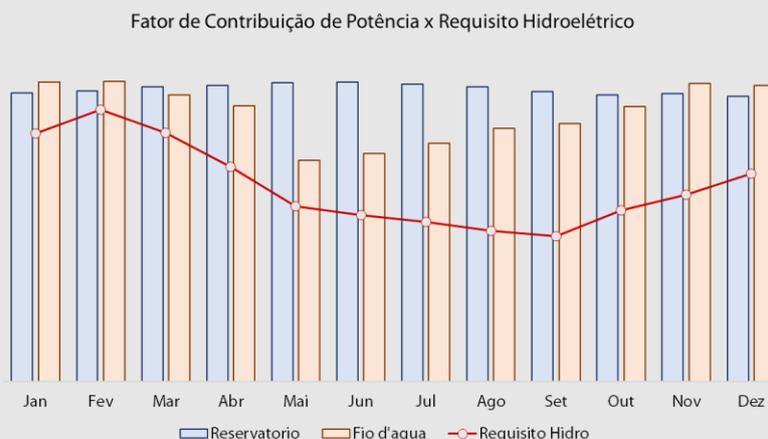
0 se  $h_l \geq h_{efet}$

Para a contabilização, momento em que os valores medidos devem ser comparados com os valores contratados, definem-se janelas temporais a partir da percepção de criticidade do sistema. Aqui vale a pena repetir que a criticidade do sistema não implica em criticidade de suprimento de lastro de maneira individual.

Novamente, propõe-se que o critério de criticidade que definirá os momentos de aferição seja compartilhado por todas as etapas do processo de contratação de lastro (definição dos requisitos de lastro, definição de limites de oferta de lastro e modelo de aferição). Dessa forma, o critério sugerido é o Requisito Hidroelétrico, exposto na seção 3.2.

A definição de períodos críticos para aferição e cálculo de lastros dos geradores hidrelétricos é de extrema importância para a comercialização do lastro destes geradores. Isso porque, a partir de uma maior inserção de geração renovável, verificou-se que no futuro próximo os momentos de maior criticidade do sistema, em que a hidrelétricas são mais requisitadas para atendimento a ponta, ocorrem quando a geração renovável é menor e a carga do sistema é maior. Estes momentos, em geral, ocorrem nas épocas do ano em que os reservatórios estão cheios e de fato as hidrelétricas podem contribuir com valores majorados de lastro para o sistema.

A Figura 7 apresenta um comparativo entre essas duas grandezas, obtido a partir de simulações feitas pela PSR.



**Figura 7. Comparativo entre o Fator de Contribuição de Potência e o Requisito Hidrelétrico [PSR]**

#### 4.2.2 Aumento de previsibilidade de receitas

Como já mencionado, a combinação entre precariedade dos volumes de limite de oferta de lastro e tempos contratuais reduzidos trazem relevante risco para o gerador hidrelétrico que deseje realizar investimentos para disponibilização de novo lastro no sistema.

Dessa forma, propõe-se que para contratação de lastro de empreendimentos novos ou que exigem investimento para se manterem em operação, sejam utilizados horizontes contratuais de pelo menos 15 anos, a exemplo do que já vem sendo praticado no leilão de reserva de capacidade de potência.

Neste sentido, para que também seja mitigado o risco de descolamento entre valores calculados e contratados da realidade de suprimento dos geradores, é desejável que o gerador que entregue consistentemente abaixo do valor ofertado no leilão, possa reduzir seus valores contratados. Assim, propõe-se a inclusão de cláusulas nos contratos de provisão de potência que possibilitem a revisão dos montantes contratados ao início dos períodos de apuração, de forma que o gerador possa reduzir sua contratação. Uma vez reduzidos os volumes contratados, os geradores não poderão pedir novas revisões para restaurar estes volumes até o fim dos contratos.

Esta solução ajuda ao gerador evitar o pagamento constante de penalidades ao mesmo passo que fornece informação para o planejador sobre a necessidade de contratação de novo lastro para ajuste entre requisito do sistema e oferta dos geradores.

#### **4.2.3 Tratamento de contratos legados**

Por fim, vale a pena ressaltar que a fim manter a estabilidade jurídica do setor, deve haver uma regra de transição para contratos existentes (contratos legados) que não imponha novos riscos ou requisitos sobre os geradores.

Dessa forma, para os contratos existentes, deverão ser assinalados valores correspondentes de lastro de produção e capacidade, calculados a partir da proporção entre a Garantia Física contratada e a garantia física total do gerador. Os valores de lastro deverão ser contabilizados aos consumidores e a possíveis exposições decorrentes destes valores deverão ser um risco do consumidor. O valor remanescente de lastro dos geradores poderá ser comercializado nos leilões de lastro ou no mercado de cobertura de exposições, submetidos às novas regras.

Ou seja, se um gerador vendeu em um determinado contrato legado 50% da sua garantia, deverá ser considerada igualmente que 50% de seu lastro foi comprometido neste mesmo contrato.

## 5 REFERÊNCIAS

- [1] Ministério de Minas e Energia (MME). **Consulta Pública nº 33, de 05 de julho de 2017**. Aprimoramento do marco legal do setor elétrico. Brasília, DF, [2017]. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas>
- [2] Senado Federal. **Projeto de Lei nº 414, de 10 de fevereiro de 2021**. Altera as Leis [...] para aprimorar o modelo regulatório e comercial do setor elétrico [...]. Brasília, DF, [2021]. Disponível em: [https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop\\_mostra\\_rintegra?codteor=1962928](https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostra_rintegra?codteor=1962928)
- [3] Ministério de Minas e Energia (MME). **Consulta Pública nº 146, de 14 de dezembro de 2022**. Propostas Metodológicas para o tema "Separação Lastro e Energia". Brasília, DF, [2022]. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas>
- [4] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Nota Técnica EPE/DEE/133/2021-R0**. Metodologia de Quantificação dos Requisitos de Lastro de Produção e Capacidade. Rio de Janeiro, RJ, [2021]. Disponível em: [http://antigo.mme.gov.br/c/document\\_library/get\\_file?uuid=478dab59-49cb-3e27-d301-5e2dd2c89503&groupId=36104](http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=478dab59-49cb-3e27-d301-5e2dd2c89503&groupId=36104)
- [5] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Nota Técnica EPE/DEE/134/2021-R0**. Metodologia de Referência para a Quantificação da Contribuição da Oferta: Lastro de Produção e Capacidade. Rio de Janeiro, RJ, [2021]. Disponível em: [http://antigo.mme.gov.br/c/document\\_library/get\\_file?uuid=f228014f-7053-7d4e-b968-ba3f1e266fb7&groupId=36104](http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=f228014f-7053-7d4e-b968-ba3f1e266fb7&groupId=36104)
- [6] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Nota Técnica EPE/DEE/135/2021-R1**. Precariedade de Limite de Oferta e Mecanismo para Cobertura de Exposições. Rio de Janeiro, RJ, [2021]. Disponível em: [http://antigo.mme.gov.br/c/document\\_library/get\\_file?uuid=f328b027-15d7-7768-b7dd-fd5f5e222a68&groupId=36104](http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=f328b027-15d7-7768-b7dd-fd5f5e222a68&groupId=36104)
- [7] Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). **Resolução nº 09, de 12 de dezembro de 2019**. Define o critério geral de garantia de suprimento [...]. Brasília, DF, [2019]. Disponível em: [http://antigo.mme.gov.br/documents/36074/252491/Resolu%C3%A7%C3%A3o\\_CNPE\\_29.pdf/97fbc0f5-a219-9d24-ffdf-4420f741e315](http://antigo.mme.gov.br/documents/36074/252491/Resolu%C3%A7%C3%A3o_CNPE_29.pdf/97fbc0f5-a219-9d24-ffdf-4420f741e315)
- [8] Ministério de Minas e Energia (MME). **Portaria nº 59, de 20 de fevereiro de 2020**. Define os parâmetros, que devem ser utilizados na aplicação das métricas do critério geral de garantia de suprimento [...]. Brasília, DF, [2020]. Disponível em: [http://antigo.mme.gov.br/documents/72128/975491/Portaria\\_n\\_59-2020/cce5f2db-9067-42e0-3336-544444727e47](http://antigo.mme.gov.br/documents/72128/975491/Portaria_n_59-2020/cce5f2db-9067-42e0-3336-544444727e47)

- [9] BRASIL. **Decreto nº 2.655, de 02 de Julho de 1998.** Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico [...]. Brasília, DF, [1998]. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/d2655.htm#:~:text=DE-CRETO%20N%C2%BA%202.655%2C%20DE%202,1998%2C%20e%20d%C3%A1%20ou%20provid%C3%AAs](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2655.htm#:~:text=DE-CRETO%20N%C2%BA%202.655%2C%20DE%202,1998%2C%20e%20d%C3%A1%20ou%20provid%C3%AAs)