

# ***ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO***

*Avaliação da Necessidade de  
Recomposição do Lastro do Sistema*

**Abril de 2022**





GOVERNO FEDERAL  
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA  
MME/SPE

**Ministério de Minas e Energia**  
**Ministro**  
Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

**Secretária Executiva**  
Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Planejamento e  
Desenvolvimento Energético**  
Paulo Cesar Magalhães Domingues

**Secretário de Energia Elétrica**  
Christiano Vieira da Silva

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e  
Combustíveis Renováveis**  
Rafael Bastos da Silva

**Secretário de Geologia, Mineração e  
Transformação Mineral**  
Pedro Paulo Dias Mesquita



Empresa de Pesquisa Energética

*Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.*

**Presidente**  
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira  
**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais**  
Giovani Vitória Machado  
**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**  
Erik Eduardo Rego  
**Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível**  
Heloisa Borges Bastos Esteves  
**Diretor de Gestão Corporativa**  
Angela Regina Livino de Carvalho

URL: <http://www.epe.gov.br>

**Sede**  
Espalanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar - 70065-900 - Brasília - DF

**Escritório Central**  
Praça Pio X, n. 54  
20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

# ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

## **Avaliação da Necessidade de Recomposição do Lastro do Sistema**

**Coordenação Geral**  
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira  
Erik Eduardo Rego

**Coordenação Executiva**  
Bernardo Folly de Aguiar  
Thiago Ivanoski Teixeira

**Equipe Técnica**  
Fernanda Gabriela B. dos Santos  
Hermes Trigo Dias da Silva  
Luis Paulo Scolari Cordeiro  
Thais Iguchi

**Nº EPE-DEE-RE-022/2022-r0**  
Data: 20 de abril de 2022

## Histórico de Revisões

<b>Rev.</b>	<b>Data</b>	<b>Descrição</b>
0	20/04/2022	Publicação Original

## Índice

1.	<i>Apresentação</i> .....	6
2.	<i>Energia de Reserva</i> .....	7
3.	<i>Garantia Física de Energia</i> .....	8
4.	<i>Cálculo da necessidade de contratação adicional de Energia de Reserva</i> .....	13
4.1.	<i>Premissas</i> .....	13
4.2.	<i>Resultados</i> .....	16
5.	<i>Conclusões e Recomendações</i> .....	18
	<i>Anexo I – Configuração de referência</i> .....	19
	<i>Anexo II – Premissas de Datas de Saída das Usinas Termelétricas</i> .....	25

## 1. Apresentação

Conforme estabelecido no art. 6º do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, que dispõe sobre a contratação de energia de reserva por meio de leilões, o Ministério de Minas e Energia - MME define o montante total de energia de reserva a ser contratada, com base em estudos técnicos da Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

Observa-se que, desde o referido ano de 2008, foram realizados dez<sup>1</sup> licitações específicas com contratação de energia de reserva, tendo sido contratada energia proveniente de empreendimentos termelétricos movidos à biomassa, eólicos, solar fotovoltaicos, pequenas centrais hidrelétricas, centrais geradoras hidrelétricas e, mais recentemente, térmicas a gás natural.

Destaca-se ainda que, em 30 de março de 2017, o Decreto nº 9.019 alterou o Decreto nº 6.353 de 2008, incluindo em seu art. 7-A a previsão de realização de mecanismo competitivo para descontração de energia de reserva, cabendo evidenciar a realização do mecanismo competitivo de descontração de energia de reserva de 2017, em agosto de 2017, conforme Portaria MME nº 151, de 18 de abril de 2017.

Desde então, não ocorreram novos leilões para contratação de energia de reserva, tendo esse tipo de energia sido contratado apenas em 2021, por meio do Procedimento Competitivo Simplificado de 2021, com horizonte de contratação até 2025, buscando assegurar o atendimento no curto e médio prazo em decorrência da escassez hídrica observada no período de 2020-2021.

Adicionalmente, foi promulgada a Lei 14.182, de 2021, que dispõe sobre as condições para contratação de empreendimentos termelétricos movidos a gás natural no montante total de 8.000 MW de capacidade instalada, com 70% de inflexibilidade.

Conforme Decreto nº 11.402, de 2022, a contratação desses empreendimentos será realizada por meio da modalidade de leilões de reserva de capacidade, na forma de energia de reserva. Na hipótese de não haver a indicação da necessidade adicional de energia de reserva, essa contratação passaria a constituir lastro para fins do disposto nos incisos II e III do caput do art. 2º do Decreto nº 5.163, de 2004, sendo recurso dos usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, incluídos os consumidores livres e aqueles referidos no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, e os autoprodutores, apenas na parcela da energia elétrica decorrente da interligação ao SIN.

---

<sup>1</sup> Não contabilizado o 3º Leilão de Energia de Reserva de 2015, para empreendimentos de geração a partir de fonte termelétrica a gás natural, nem o 2º Leilão de Energia de Reserva de 2016, cancelado pelo poder concedente.

Nesse contexto, por meio do Ofício nº 19/2022/SPE-MME, de 24 de março de 2022, o MME solicitou à EPE estudo “com vistas a identificar a eventual necessidade de energia de reserva do SIN para garantia do equilíbrio estrutural oferta e demanda”.

A presente Nota Técnica registra os estudos efetuados relacionados à avaliação da necessidade de recomposição do lastro do sistema – calculada como a diferença entre as garantias físicas vigentes e as respectivas contribuições energéticas dos empreendimentos, obtidas a partir de simulações da operação do sistema considerando os critérios e parâmetros mais atualizados, subtraindo-se, posteriormente, os montantes de energia de reserva já contratados - visando orientar a decisão do MME quanto à contratação adicional de energia de reserva nos próximos anos.

## 2. Energia de Reserva

O conceito geral do que é *reserva de capacidade de geração* foi introduzido pela legislação que dispõe sobre a comercialização de energia, especificamente no art. 3º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Nesses termos, trata-se da *capacidade* a ser contratada “com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica”, conforme definição do Poder Concedente, cujos custos decorrentes de sua contratação, devem ser “rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN (...) e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN, conforme regulamento” (art. 3º-A da Lei nº 10.848).

Essa conceituação é ampla o suficiente para permitir qualificar como reserva de capacidade de geração diferentes modalidades de geração e para distintos objetivos relativos ao suprimento do sistema. A alteração na Lei nº 10.848 dada pela Lei nº 14.120, de 2021, e a regulamentação pelo Decreto nº 10.707, de 2021, tornou mais geral o conceito de reserva de capacidade, possibilitando ainda a contratação de reserva de capacidade na forma de potência.

Cabe destacar que o escopo da presente Nota Técnica será a avaliação da necessidade de capacidade, na forma de energia de reserva conforme regulamentação estabelecida no Decreto nº 6.353, de 2008.

Conforme definido no referido Decreto, em seu art. 1º, § 1º, a energia de reserva é “aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional – SIN”. Nestes termos, tem sido contratada ER de modo a recompor a garantia física de energia (GF) do sistema, ou seja, conciliar a segurança de suprimento de energia dada pela soma

do “lastro comercial” das usinas no sistema e seus valores simulados caso não houvesse limitações quanto a revisões.

Com efeito, a GF simulada do sistema corresponde à máxima carga de energia (demanda) que pode ser suprida considerado um determinado critério de suprimento (confiabilidade), critério este aprioristicamente definido. Para a atribuição de nova GF à uma usina, essa GF simulada é “repartida” por todas as usinas do sistema, constituindo o “lastro comercial” que suporta a contratação de energia entre os diversos agentes que atuam no setor (agentes de geração, de comercialização e de consumo). Ou seja, a GF de uma usina corresponde à fração a ela alocada da GF do sistema calculada em um dado instante de tempo.

Nessas condições, um descompasso entre a GF do sistema (periodicamente avaliada) e o somatório do lastro comercial das usinas pode resultar em violação do critério de suprimento de energia do país como definido pela Resolução CNPE 29/2019. Especificamente, caso o somatório do lastro comercial das usinas seja superior à GF do sistema, o risco de não atendimento à demanda estará na prática aumentado ou, dito de outra forma, a segurança no fornecimento de energia elétrica no SIN estará diminuída, justificando-se, nos termos da legislação, a contratação de ER.

### 3. Garantia Física de Energia

De forma a garantir a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, conforme estabelece o Decreto nº 6.353/2008, a contratação de energia de reserva tem sido feita com o objetivo de assegurar as condições de atendimento em níveis adequados, recompondo a GF do sistema de forma estrutural.

O cálculo da GF do sistema de geração depende de fatores físicos e econômicos. Dentre esses fatores, destacam-se:

- Série de **vazões afluentes** aos reservatórios das usinas hidrelétricas (a série de vazões pode ser revista por exemplo em razão do uso consuntivo da água);
- **Parâmetros característicos das usinas** (que, no caso de usinas hidrelétricas, podem ser modificados por exemplo devido a assoreamento, sedimentação etc.);
- **Revisão/modernização** da usina (por exemplo, ampliação da potência, repotenciação, elevação da cota do reservatório);
- Evolução do **custo do combustível** utilizado na geração térmica (a evolução do custo do combustível afeta o despacho econômico desse tipo de usina);

- **Performance operativa** (índice de indisponibilidade por saídas forçadas ou manutenção programada);
- **Critério de aversão ao risco na operação.**

Adicionalmente, a GF representa uma grandeza associada à adequabilidade sistêmica, representando a máxima quantidade de energia que uma determinada configuração consegue suprir, atendendo-se o critério de suprimento estabelecido.

Nesses termos, a GF do SIN é determinada por meio da simulação estática da operação do sistema, com utilização do código computacional Newave, versão 28, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel, em que são considerados:

- A configuração de usinas hidráulicas e térmicas de uma determinada configuração de referência; e
- O critério de suprimento definido pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Com relação à configuração de usinas, considera-se:

- Todas as usinas em operação, concedidas ou autorizadas e já licitadas, totalmente motorizadas;
- Não são consideradas as usinas que, embora já concedidas ou autorizadas, apresentam graves impedimentos para entrada em operação comercial;
- As usinas não despachadas centralizadamente (PCH, eólicas, fotovoltaicas e biomassas)<sup>2</sup> são representadas como abatimento de carga.

Com relação ao critério de risco de suprimento (risco de insuficiência de oferta ou de não atendimento à carga), adotou-se até 2009, o estabelecido na Resolução CNPE nº 01/2004, de 17 de novembro de 2004, pela qual o CNPE estabeleceu que “**o critério geral de garantia de suprimento**”, a “**ser considerado** nos estudos do planejamento da expansão da oferta e da operação do sistema elétrico interligado nacional e **no cálculo das garantias físicas de energia** e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica”, seria “**baseado no risco explícito da insuficiência da oferta**”. Estabeleceu ainda que **esse risco (explícito) não poderia exceder 5%** em cada um dos subsistemas que compõem o SIN.

Essa resolução vigeu até 2008, quando, em 28 de julho, o CNPE exarou a Resolução nº 09 na qual estabeleceu “que o **critério de cálculo das garantias físicas de energia**” deveria adotar “**a igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de**

---

<sup>2</sup> Na programação da operação, essas usinas entram como prioridade de despacho. Assim, na simulação da operação do sistema utilizada no cálculo da GF das usinas despachadas centralizadamente, são representadas como abatimento da carga.

**Expansão – CME**, (...) respeitado o limite para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica estabelecido no art. 2º da Resolução CNPE nº 1, de 17 de novembro de 2004”.

Importa observar que adotar a igualdade entre os custos marginais de operação e de expansão significou à época assumir um critério de risco, por assim dizer, mais rígido. Dito de outra forma, a carga crítica, ou seja, a máxima carga que o sistema poderia atender em face do novo critério de risco seria necessariamente menor. A alteração do critério de risco introduziu descompasso entre a GF estrutural do sistema e o total nominal de GF atribuído às usinas através de seus certificados de GF.

Ao final de 2019, **o critério de suprimento teve novo aprimoramento** passando a ser estabelecido conforme Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019. Com este novo critério, a métrica de risco explícito de déficit de energia foi substituída pelo **valor esperado condicionado a determinado nível de confiança (CVaR), atualmente em 1%, de insuficiência da oferta de energia (Energia Não Suprida) que não pode ser superior a 5% da demanda de energia**, e o **valor esperado condicionado a determinado nível de confiança (CVaR), atualmente em 10%, do custo marginal de operação (CMO) não pode ser superior a R\$ 800/MWh**. Além dessas métricas, foram acrescentadas outras associadas à dimensão de atendimento à potência, como o risco explícito de insuficiência de oferta de potência (LOLP) que não pode ser superior a 5% e o valor esperado condicionado a determinado nível de confiança (CVaR), atualmente de 5%, de insuficiência da oferta de potência (Potência Não Suprida) que não pode ser superior a 5% da demanda máxima instantânea do SIN.

Além do critério geral de garantia de suprimento, são considerados, na simulação da operação do sistema, parâmetros econômicos, como **o custo do déficit** (em teoria, o preço que a sociedade estaria disposta a pagar para que não houvesse desabastecimento) e **mecanismos de aversão a risco**, instrumento de gestão da operação do sistema pelo qual se procura representar os requisitos mínimos de armazenamento nos reservatórios desejáveis para evitar o racionamento do suprimento de energia, consideradas certas hipóteses de afluência.

O mecanismo de aversão a risco atualmente adotado é o *Conditional Value at Risk* - CVaR (valor condicionado a um dado risco) que visa a dar maior importância aos cenários hidrológicos mais críticos no cálculo da política de operação, da seguinte forma:

- A função objetivo, além de minimizar o valor esperado do custo total de operação com um determinado peso  $(1 - \lambda)$ , considera também uma parcela adicional referente ao custo dos cenários hidrológicos mais críticos, com um peso  $\lambda$ ;
- O conjunto de cenários hidrológicos mais críticos é identificado por meio de um parâmetro  $\alpha$ , relacionado ao nível de proteção e que indica o percentual do total dos cenários daquele período que será considerado com custo adicional na função objetivo.

Desde 2013, por recomendação de grupo técnico à Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP do CNPE, vinham sendo adotados  $\alpha = 50\%$  e  $\lambda = 25\%$ , seja nos estudos do programa mensal da operação (PMO), seja na formação de preço de curto prazo (preço de liquidação de diferenças – PLD) e, também, nos estudos de planejamento da expansão da oferta e no cálculo das GF das usinas.

A partir de 2017, após reavaliação da Comissão, o valor de  $\lambda$  passou a ser de 40% e, em 2020, esse valor sofreu nova alteração para 35%.

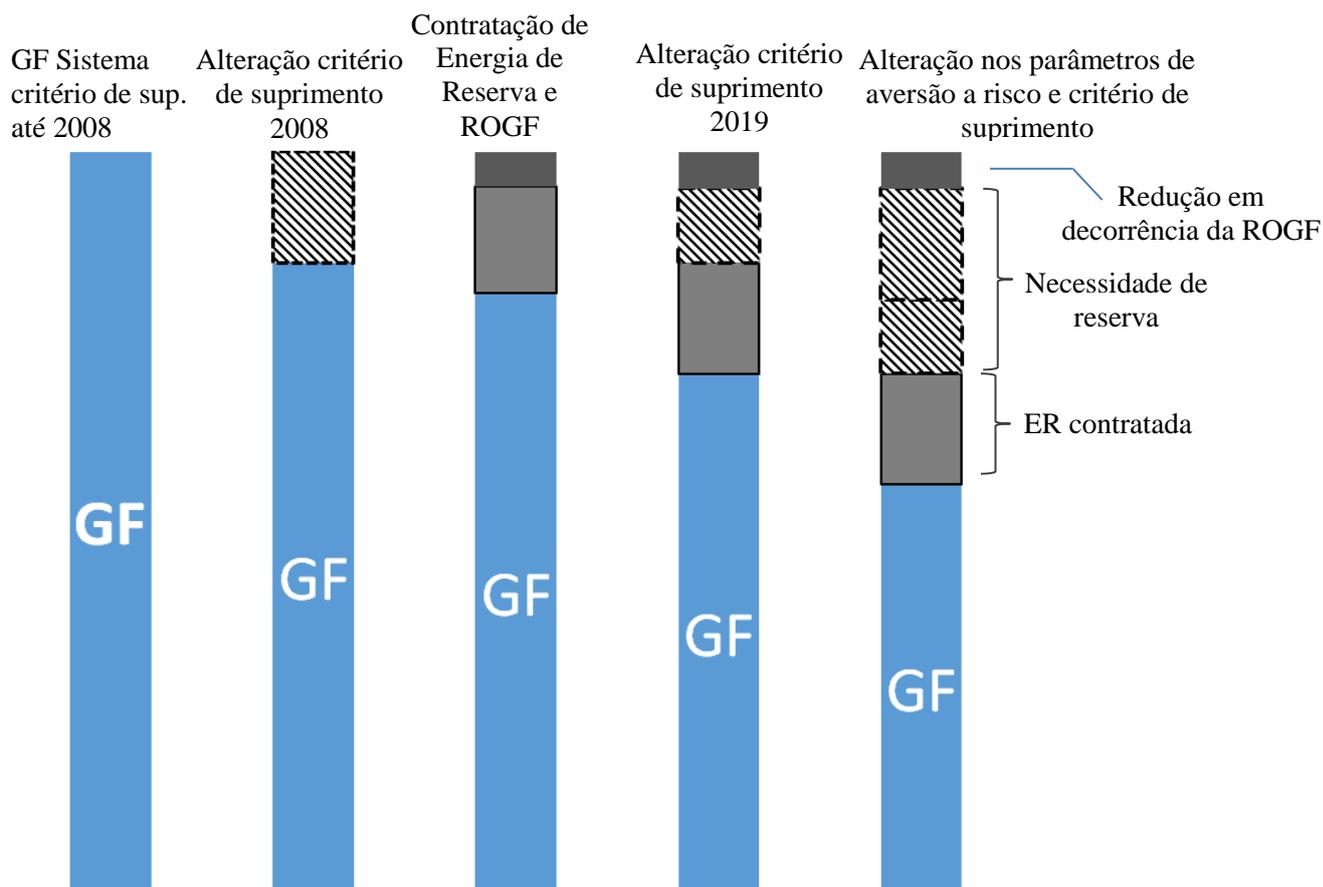
No dia 07 de abril de 2022, a Plenária da CPAMP deliberou, após avaliação das contribuições recebidas na Consulta Pública MME no 121/2022, entre outros tópicos, pelo uso da metodologia PAR(p)-A na geração dos cenários hidrológicos, e da nova parametrização de  $\alpha$  para o valor de 25%, mantendo-se o valor de  $\lambda$  em 35%.

Em consonância com essa deliberação, nesta Nota Técnica, serão considerados os valores de  $\alpha = 25\%$  e  $\lambda = 35\%$ .

Importa destacar que, a exemplo da mudança no critério geral de garantia de suprimento recepcionada em 2008, e, posteriormente em 2019, adotar esses novos parâmetros significa, na prática, reconhecer uma aversão a risco mais conservadora. Dito de outra forma, a carga crítica, ou seja, a máxima carga que o sistema poderia atender será, em face dos novos parâmetros, necessariamente menor. A adoção desses novos parâmetros introduz nova dimensão para o descompasso.

Ocorre que, desde 2008, em razão da alteração do critério geral de suprimento sem implicar em revisão do lastro comercial individual de cada usina, o Brasil vem utilizando a contratação de energia de reserva para “recompor” a confiabilidade de suprimento global. Considerando isto, a necessidade a contratar deverá levar em conta essas contratações, como ilustra a Figura 1.

Adicionalmente, cabe destacar que o processo de Revisão Ordinária de Garantia Física (ROGF) estabelecido para os empreendimentos hidrelétricos despachados centralizadamente, conforme Decreto nº 2.655/1998, contribui para a adequação das garantias físicas desses empreendimentos, reduzindo eventual diferença entre as garantias físicas vigentes e as respectivas contribuições energéticas desses empreendimentos obtidas a partir de simulações da operação do sistema considerando os critérios e parâmetros mais atualizados. Dessa forma, os processos de ROGF, como o ocorrido em 2018 e o previsto para 2023, contribuem para a redução da necessidade de contratação de energia de reserva, como também destacado na Figura 1 conceitual.



**Figura 1 – Evolução conceitual da Garantia Física do Sistema**

Acrescenta-se ainda, conforme já assinalado, que a GF de uma usina despachada centralizadamente corresponde à fração a ela alocada da GF atribuída ao sistema hidrotérmico. A GF do sistema é calculada por meio da simulação (estática) da operação com o modelo Newwave, identificando-se a GF das usinas térmicas, já individualizada para cada usina (e que em conjunto caracterizam a GF do bloco térmico), e a GF do conjunto das usinas hidrelétricas, ou seja, a GF do bloco hidráulico.

Para repartição da GF do conjunto das usinas hidrelétricas utiliza-se ainda o modelo computacional Suishi, versão 15, também desenvolvido pelo Cepel. O rateio é feito proporcionalmente à energia firme de cada usina, que é determinada com o uso do modelo Suishi, que simula a operação individualizada das usinas do sistema hidrelétrico.

## 4. Cálculo da necessidade de contratação adicional de Energia de Reserva

### 4.1. Premissas

Com base no exposto neste documento, evidencia-se que o estudo para avaliação da necessidade de contratação adicional de energia de reserva considerou:

- a) As energias calculadas por simulação para as UHEs e UTEs despachadas centralizadamente de uma dada configuração de referência para cada ano no horizonte 2026 a 2030.

Em relação aos valores oriundos de simulação, utilizam-se os montantes calculados para os blocos hidráulico e térmico obtidos a partir da carga crítica, considerando além dos parâmetros e premissas vigentes da Portaria MME nº 74, de 2 de março de 2020, alguns parâmetros obtidos a partir do PDE 2031 e outros que seguiram o estabelecido nas deliberações da Plenária da CPAMP, no dia 07 de abril de 2022, após avaliação das contribuições recebidas na Consulta Pública MME no 121/2022.

Esta consulta pública apresenta as seguintes parametrizações aprovadas pela CPAMP que impactam os cálculos de garantia física: número mínimo e máximo de 50 iterações; parametrização de CVaR com alfa 25% e lambda 35%; além da consideração do modelo estocástico PAR(p)-A na geração de cenários sintéticos de afluições.

São consideradas as informações de proporcionalidade e sazonalidade da carga do PDE2031, assim como o Custo Marginal da Expansão (CME), igual a R\$ 90,38/MWh, e a sazonalidade do mercado de energia do SIN para o modelo SUISHI.

A configuração do caso de referência foi obtida a partir do caso base utilizado para a definição da Matriz de CMO do Leilão de Energia Existente A-2/2021, considerando atualizações conforme PMO de fevereiro de 2022. Mais detalhes sobre a atualização da configuração de referência podem ser encontrados no Anexo I.

Para fins deste estudo, buscando-se avaliar a garantia física simulada para as usinas no horizonte de 2026 a 2030, a partir da configuração de referência inicial, foram consideradas as premissas de saída de usinas termelétricas para cada ano, conforme PDE2031 e relacionadas no Anexo II.

- b) Os valores vigentes de GF das usinas despachadas centralizadamente de uma dada configuração de referência

Foram considerados os valores de GF publicados, vigentes e os resultantes da estimativa de Revisão Ordinária de Garantias Físicas de Energia de UHE (ROGF), destacando-se:

- Para as usinas hidrelétricas, o montante de garantia física vigente é resultante do somatório das garantias físicas individuais estimadas numa ROGF<sup>3</sup>, considerando metodologia, critérios e premissas apresentados no relatório<sup>4</sup> "Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente no SIN", de 15 de março de 2022, disponível para contribuições na Consulta Pública MME nº 123/2022. Lembrando que na ROGF as parcelas de benefícios indiretos vigentes e de garantias físicas de casas de força secundárias não despachadas centralizadamente, definidas conforme Portaria MME nº 463, de 3 de dezembro de 2009, não são objeto de revisão.
- Para as usinas termelétricas com GF em vigor, foram considerados os valores publicados e vigentes. Para as UTE sem GF em vigor, o valor de GF considerado foi igual ao valor obtido diretamente da simulação feita para balizar o estudo, não sendo aplicável indicação de recomposição de lastro para estes casos.

c) O montante total de energia de reserva já contratado

Evidencia-se, a seguir, o histórico de contratação da energia de reserva, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim:

---

<sup>3</sup> De acordo com a nomenclatura apresentada no relatório disponibilizado na CP MME 123/2022, a garantia física individual estimada numa ROGF corresponde à garantia física de energia revisada menos a garantia física de energia de casa de força secundária.

<sup>4</sup> Disponível em: [http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p\\_p\\_id=consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapublicammeportlet&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-1&p\\_p\\_col\\_count=1&consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapublicammeportlet\\_view=detalharConsulta&sourcePrimKey=2203401&detalharConsulta=true&entryId=2203403](http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&sourcePrimKey=2203401&detalharConsulta=true&entryId=2203403)

**Tabela 1 – Energia de Reserva Contratada**

ENERGIA DE RESERVA CONTRATADA (MW médios)	
01º LER	507,0
02º LER	713,0
03º LER	410,1
04º LER	326,1
05º LER	547,0
06º LER	465,7
07º LER	231,5
08º LER	501,6
10º LER	90,9
PCS 2021	775,8
<b>TOTAL</b>	<b>4.568,7</b>

Observa-se que no levantamento acima não foram considerados: (i) montantes de energia associados aos empreendimentos com indicação de desligamento da CCEE, contratação não adjudicada, descontração e revogação de autorização.

Para a avaliação realizada foram considerados os prazos contratuais, conforme informação de resultados consolidados dos leilões<sup>5</sup> divulgadas pela CCEE. Por exemplo, para o PCS 2021, o término de suprimento ocorre em 2025. Dessa forma, a energia de reserva contratada associada a esse Procedimento Competitivo não está sendo considerada no horizonte a partir de 2026.

- d) Coerência entre a necessidade estrutural de ER e o “momento de contratar”, considerando o Balanço Estrutural de Energia do SIN ao longo do horizonte 2026-2030.

A análise em questão tem como objetivo sinalizar o momento da contratação adicional de energia de reserva, se esta estiver sido identificada como necessária, especialmente se a referida contratação deve ser feita em caráter de urgência. A razão de tal análise é que pode ser que exista sobreoferta estrutural no sistema que permita tal necessidade de ER ser suprida estruturalmente através do mercado *spot* sem afetar a confiabilidade de suprimento de energia do sistema.

Para isso, foi feita análise do balanço oferta x demanda do sistema através de balanços físicos anuais para o período 2026 a 2030. A demanda de energia do sistema foi obtida a

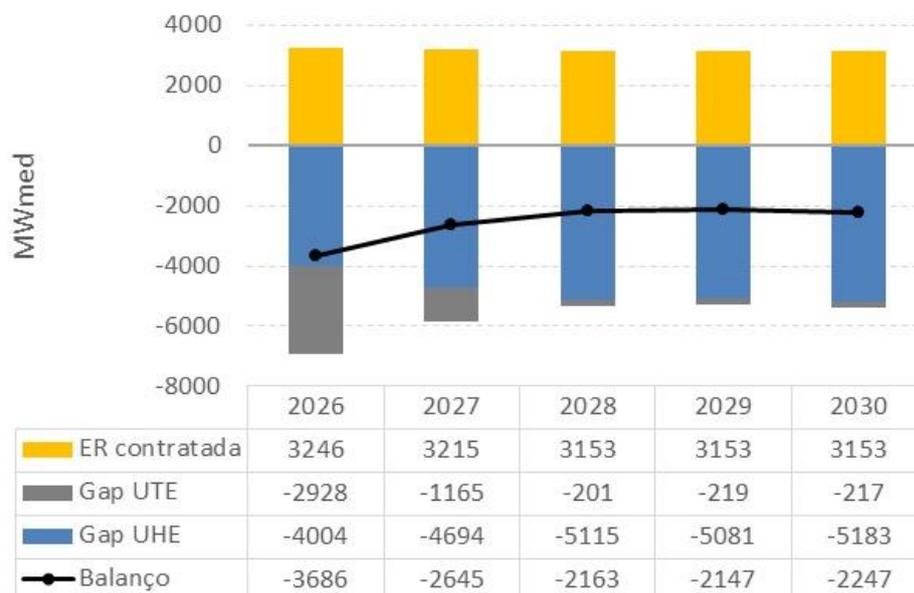
<sup>5</sup> Referência 02/2022.

partir do PDE2031. A oferta anual ajustada para cada ano foi obtida a partir do caso base de referência, considerando o cenário de saída de UTE, conforme Anexo II.

## 4.2. Resultados

Na Figura 2 são apresentadas as diferenças entre as garantias físicas vigentes e as respectivas contribuições energéticas desses empreendimentos, obtidas a partir de simulações da operação do sistema considerando os critérios e parâmetros mais atualizados, subtraídos os montantes de energia de reserva já contratados, para o período 2026 a 2030, conforme premissas descritas anteriormente.

**Figura 2 – Avaliação da necessidade de recomposição de lastro do Sistema**



A diferença entre a garantia física vigente e a garantia física simulada para as usinas termelétricas alcança, aproximadamente, 2.930 MW médios para o ano de 2026. Com o vencimento dos CCEARs e/ou fim da vida útil dos ativos, não se considera no planejamento a continuidade da operação comercial de algumas usinas ao longo dos anos seguintes, há redução desse *gap*. A diferença associada a essas usinas é eliminada, e as usinas termelétricas que permanecem na configuração passam a ter uma contribuição energética pouco maior, aproximando-se dos respectivos valores de garantia física e em alguns casos até ultrapassando os mesmos. Isso ocorre porque com número menor de usinas termelétricas na configuração, cada uma dessas usinas passa a ter uma relevância maior para a adequabilidade no atendimento energético do sistema. Em resumo, para efeitos de longo prazo, a ordem de grandeza da diferença de garantia física das termelétricas é de 200 MW médios.

Para as usinas hidrelétricas, há o efeito contrário do observado para as usinas termelétricas, resultando em redução bloco hidráulico com a saída das usinas termelétricas da configuração. Com essa redução e a manutenção das respectivas garantias físicas vigentes, conforme

premissas apresentadas anteriormente, o gap para as usinas hidrelétricas alcança o valor de 5180 MW médios em 2030.

Considerando a energia de reserva contratada, verifica-se necessidade de recomposição de lastro da ordem de 2.200 MW médios no longo prazo.

Já com relação ao equilíbrio entre oferta e demanda do SIN, a partir da comparação entre a oferta física do sistema (GF simulada) com a carga de energia do PDE2031 para os anos de 2026 a 2030, obtém-se o balanço estrutural apresentado na Figura 3, sem considerar qualquer nova expansão além das usinas já licitadas, autorizadas e constringentes na configuração de referência.

Tendo em vista que a **expansão do sistema para o atendimento ao mercado de energia é feita tanto por meio de leilões do ambiente regulado**, para atendimento das necessidades das distribuidoras, **quanto pelo ambiente de contratação livre**, para atendimento dos demais consumidores, a Figura 3 tem por objetivo indicar potenciais sobreofertas forçadas de garantia física quando da contratação de energia de reserva em situações de mercado em equilíbrio.

Figura 3 – Balanço Estrutural Oferta x Demanda



Para o período avaliado, já há sobreoferta estrutural no sistema apenas no ano de 2026, em que a garantia física simulada supera a carga de energia em 2.250 MW médios.

Para os demais anos, embora o balanço indique valores negativos, não estão sendo consideradas as expansões associadas a futuros leilões do ambiente regulado com previsão de início de suprimento a partir de 2026, nem possíveis futuras expansões do ambiente livre, que vem liderando a expansão nos anos recentes.

## 5. Conclusões e Recomendações

O objetivo da presente Nota Técnica é avaliar a necessidade de recomposição de lastro do sistema visando orientar a decisão do MME quanto à contratação adicional de energia de reserva nos próximos anos.

A partir de uma configuração de referência para cada ano no horizonte de 2026 a 2030, foi identificada uma necessidade de recomposição de lastro na ordem de 2.200 MW médios no longo prazo, obtida como a diferença entre a GF simulada e a vigente do SIN, descontada a energia de reserva contratada.

Adicionalmente, foi apresentado o balanço físico de oferta de energia do Sistema, no qual já se identifica sobreoferta estrutural no sistema em 2026.

Adicionalmente, recomenda-se o acompanhamento e atualização anual da presente avaliação, a partir das novas informações da expansão após a realização dos leilões, evolução do ACL, atualizações da projeção de carga, eventuais evoluções propostas e aprovadas no âmbito da CPAMP, e revisões ordinárias e extraordinárias de garantia física.

Evidencia-se, ainda, que as avaliações apresentadas neste estudo contemplam aspectos energéticos, não tendo sido feitas análises de atendimento por razões elétricas ou associadas à dimensão de potência do critério de suprimento.

Registra-se também que estes estudos não avaliam degradação de GF das usinas não despachadas centralizadamente, como as PCH, eólicas, fotovoltaicas e UTEs a biomassa com CVU nulo. Entretanto, as regulamentações estabelecidas nas Portarias MME nº 463/2009, 564/2014, 416/2015 e 060/2020 já preveem reduções de GF a partir dos montantes de geração verificada.

## Anexo I – Configuração de referência

A configuração de referência utilizada foi baseada na configuração adotada no caso base do leilão LEE A-2/2021<sup>6</sup> e incorporando as atualizações listadas abaixo.

- Configuração de Referência Hidrelétrica: (i) atualização dos dados referentes às vazões mínimas do histórico, (ii) alteração da influência do vertimento no canal de fuga e polinjus conforme Ciclo 2 do GTDP; e (iii) atualização dos dados referentes à Revisão Extraordinária da UHE Teles Pires conforme Nota Técnica EPE-DEE-RE-139/2021-r0.
- Configuração de Referência Termelétrica: (i) Inclusão das UTE despachadas centralizadamente vencedoras do Procedimento Competitivo Simplificado de 2021, do Leilão A-5 de 2021 e do Leilão de Reserva de Capacidade de 2021; (ii) atualização de potência das UTE Termo Norte 2, Manauara e Ponta Negra, Seropédica e Porto de Sergipe I; (iii) atualização de disponibilidade das UTE Juiz de Fora, Maracanaú I, Manauara, Ponta Negra, J. Lacerda A1, A2, B e C ; (iv) UTE Figueira, Campina Grande, Goiania II e Palmeiras de Goiás passaram a ser consideradas indisponíveis; (v) adequação de inflexibilidades em decorrência da atualização de potência e disponibilidade; (vi) inclusão da UTE Termo Norte I, com disponibilidade nula; (vii) alteração de nome da UTE Camaçari PI para Arembepe; e (viii) atualização de CVU conforme PMO de fevereiro/2022.

A Portaria nº 74/GM/2020 apresenta as premissas que devem ser empregadas no cálculo da garantia física de energia de UHE e UTE despachadas centralizadamente pelo ONS. Algumas informações são detalhadas a seguir.

- Modelos Utilizados, conforme definição do MME:
  - NEWAVE - Versão 28
  - SUISHI - Versão 15.0.0 (Encad versão 5.6.27)
- Usinas não despachadas centralizadamente não são simuladas individualmente nos modelos computacionais utilizados no cálculo de garantia física. Representa-se, apenas no modelo NEWAVE, uma expectativa de geração agregada por subsistema, por mês e por fonte. Esse montante é descontado do mercado a ser atendido. Para esta configuração, a referência utilizada é o PMO de fevereiro de 2022.
- Proporcionalidade da carga: prevista para o ano 2027, segundo Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031), conforme tabela a seguir:

---

<sup>6</sup> Disponível no *site* da EPE.

Tabela 2 – Proporcionalidade da Carga de Energia – Ano 2027

MERCADO DE REFERÊNCIA 2027 - PDE 2031			
SE	S	NE	N
48.397	14.277	13.507	7.656
<b>57,7%</b>	<b>17,0%</b>	<b>16,1%</b>	<b>9,1%</b>
BRASIL			
<b>83.836</b>			

- Sazonalidade da carga: prevista para o ano 2027, segundo PDE 2031, conforme tabela a seguir:

Tabela 3 – Sazonalidade da Carga de Energia – Ano 2027

Região	jan	fev	Mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Sudeste	1,066110	1,084934	1,044538	1,013090	0,960565	0,944201	0,933745	0,949263	0,987737	1,015363	1,002263	0,998192
Sul	1,085624	1,123238	1,039534	1,008084	0,951558	0,962976	0,959613	0,951628	0,946165	0,968859	0,992394	1,010326
Nordeste	1,036796	1,022359	1,012364	1,006737	0,996816	0,953506	0,929148	0,951136	0,973199	1,028282	1,049012	1,040646
Norte	0,967268	0,994699	0,994176	0,996136	1,003451	0,984902	0,967660	1,008937	1,028530	1,028661	1,030098	0,995483
<b>SIN</b>	<b>1,055684</b>	<b>1,073135</b>	<b>1,033904</b>	<b>1,009666</b>	<b>0,968788</b>	<b>0,952614</b>	<b>0,940507</b>	<b>0,955417</b>	<b>0,982040</b>	<b>1,010739</b>	<b>1,010656</b>	<b>1,006851</b>

- Parâmetros do Newave:
  - Número mínimo e máximo de 50 iterações;
  - Parametrização de CVaR vigente: alfa 25% e lambda 35% constantes no tempo.
  - Volumes Mínimos Operativos (VminOp) de forma constante em cada REE em função da Energia Armazenável máxima:
    - REEs Sudeste, Paraná e Paranapanema: 20%
    - REEs Sul e Iguazu: 30%
    - REE Nordeste: 23,5%
    - REE Norte: 20,8%
  - Consideração do modelo estocástico PAR(p)-A na geração de cenários sintéticos de afliências, que consiste na extensão do PAR(p) com a inclusão de um novo termo na equação de autorregressão de cada período sazonal, referente à média das afliências dos últimos 12 meses.
- Parâmetros do SUIISHI:
  - Sazonalidade da carga de energia do SIN previsto para o ano de 2027, segundo PDE 2031.

- Funcionalidades específicas ativas em usinas hidrelétricas:
  - Simulação da bacia do rio Paraíba do Sul com regras especiais, considerando a UHE Simplício como usina de acoplamento hidráulico. Foi considerado o arquivo *default* com os dados da bacia do rio Paraíba do Sul;
  - Em virtude de a simulação do modelo SUISHI empregar série de vazões naturais para a UHE Simplício, é necessário incluir a vazão remanescente (igual a 90 m<sup>3</sup>/s) como desvio d'água dessa usina e retorno na UHE Ilha dos Pombos. Na simulação com o modelo NEWAVE essa vazão remanescente já está descontada na série artificial utilizada na UHE Simplício;
  - Adicionalmente, é necessário alterar os usos consuntivos da UHE Simplício no modelo SUISHI devido ao acoplamento hidráulico com a bacia do Alto Paraíba do Sul, ou seja, deve-se considerar o uso consuntivo incremental entre as UHEs Funil e Simplício para a UHE Simplício. No modelo NEWAVE, como não há acoplamento hidráulico entre as bacias do Alto e Baixo Paraíba do Sul, considera-se: (i) a UHE Funil apontando para a UHE Nilo Peçanha, e (ii) na UHE Simplício o uso consuntivo incremental entre as UHEs Funil e Simplício somado ao uso consuntivo acumulado da UHE Funil;
  - Operação do reservatório de Lajes em paralelo com a bacia do rio Paraíba do Sul (não foi considerada curva de controle de cheias);
  - Curva guia de operação de reservatório para a UHE Jirau;
  - Restrição de volume máximo operativo sazonal para a UHE Sinop, devido à preservação de lagoas;
  - Uso do reservatório a fio d'água da UHE Belo Monte para atendimento à vazão mínima. Foi considerado o compartilhamento do reservatório com a UHE Belo Monte Complementar;
  - Consideração de posto intermediário de vazões influenciando o nível do canal de fuga da UHE Belo Monte (posto 293);
  - Consideração do hidrograma ecológico bianual no modelo SUISHI, com as seguintes alterações:
    - Série de vazões: série de vazões artificiais (posto 292), em vez da série natural (posto 288);
    - Desvios d'água: apenas os usos consuntivos, pois o hidrograma ecológico bianual já foi descontado na série de vazões artificiais.
  - Consideração do mesmo nível de montante para as UHEs Ilha Solteira e Três Irmãos;

- Consideração das Regras de Operação do Rio São Francisco<sup>7</sup>, aplicadas em todo o histórico de simulação;
  - Curvas de operação conforme Nota Técnica ONS 0120/2021 “Curvas de Segurança para os Reservatórios das UHE Três Marias e UHE Sobradinho para o Período Hidrológico 2021-2022”.
- Representação das condições de desligamento da segunda casa de força de Tucuruí no modelo SUISHI, através da funcionalidade potência máxima x cota;
  - As condições de desligamento da segunda casa de força de Tucuruí podem ser encontradas na Nota Técnica ONS 0069/2021 “Curva Referencial de Deplecionamento da UHE Tucuruí para o Período de Julho a Dezembro de 2021”. A restrição é inserida no SUISHI conforme tabela a seguir:

**Tabela 4 – Condições de desligamento da segunda casa de força de Tucuruí**

<b>Cota de Operação (m)</b>	<b>Unidades em funcionamento na Casa de Força 2</b>	<b>Potência Máxima Operativa (MW)</b>
51,6	0	4245,0
60,5	4	5805,0
62,0	11	8535,0

- Consideração das Regras de Operação do Tocantins<sup>8</sup>, com a representação da restrição de vazão máxima da usina Serra da Mesa pela funcionalidade defluência x cota. Em relação às restrições de vazão mínima das usinas Estreito e Serra da Mesa, é possível representá-las tanto no modelo Newave quanto no SUISHI. A possibilidade de rebaixamento do reservatório de Estreito será avaliada somente após a atualização das curvas cota x área x volume resultante da Resolução Conjunta ANA/ANEEL nº 3, de 2010.
- **Manutenção:** Para as usinas hidrelétricas e termelétricas, não foi considerada manutenção explícita, e, sim, índices de indisponibilidade forçada - TEIF e indisponibilidade programada - IP.

Para as usinas hidrelétricas com mais de sessenta meses de operação comercial, após completa motorização<sup>9</sup>, foram considerados os valores de TEIF e IP apurados pelo ONS (referência: PMO maio/2021). Para as demais usinas hidrelétricas, foram considerados os seguintes índices, estabelecidos na Portaria MME nº 484, de 11 de setembro de 2014,

<sup>7</sup> Estabelecidas na Resolução ANA nº 2021, de 04 de dezembro de 2017.

<sup>8</sup> Estabelecidas na Resolução ANA nº 70, de 19 de abril de 2021, para entrada em vigor a partir de 1 de dezembro de 2021.

<sup>9</sup> Data de referência: completa motorização em 31/12/2015.

conforme redação da Portaria MME nº 248, de 02 de junho de 2015:

**Tabela 5 – Valores de TEIF e IP estabelecidos na Portaria nº 484/2014<sup>10</sup>**

Limites (MW)	TEIF (%)	IP (%)
Potência Unitária <= 29 MW	1,684	3,796
29 < Potência Unitária <= 59 MW	1,844	3,641
59 < Potência Unitária <= 199 MW	1,591	3,707
199 < Potência Unitária <= 499 MW	2,681	3,478
499 < Potência Unitária <= 1300 MW	2,107	2,399

Para as usinas que apresentam mais de um conjunto de máquinas com potências unitárias em diferentes faixas da tabela acima, utilizou-se a média dos índices ponderada pela potência total de cada conjunto.

Para as usinas termelétricas em operação comercial, foram consideradas as indisponibilidades apuradas pelo ONS<sup>11</sup>, considerando os valores de TEIF e IP constantes do PMO de referência. Para as demais usinas termelétricas, foram considerados os valores constantes nos respectivos cálculos de garantia física.

- Restrições Operativas Hidráulicas: para as usinas em operação, foram consideradas as restrições operativas recomendadas pelo ONS como sendo de caráter estrutural, constantes no PMO de fevereiro de 2022 e Formulários de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica – FSARH.
- Usos consuntivos e vazões remanescentes: o uso consuntivo é modelado como retirada de água sem devolução, enquanto a vazão remanescente retorna a água desviada para a usina de jusante. Ambas estão sujeitas à penalização por não atendimento. Para os usos consuntivos foram consideradas como base as Resoluções ANA nºs 92 e 93, de 23 de agosto de 2021. Ao avaliar a aplicação da referida base nos modelos computacionais atualmente utilizados pela EPE, foi verificada a necessidade de algumas complementações e ajustes, definidos com orientação da ANA. Estas complementações e ajustes estão registrados no Ofício nº 1894/2021/DEE/EPE, de 16 de dezembro de 2021, e autorizados pela ANA no Ofício nº 106/2021/SPR/ANA, de 30 de dezembro de 2021.
- Histórico de vazões: foi definido conforme metodologia estabelecida, em conjunto com o ONS, na atualização das séries de vazões naturais para a Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas. Utilizou-se como base o Relatório ONS DOP-REL-0453/2021 – Novembro/2021 - "Atualização de séries históricas de vazões - Período 1931 a 2020". Adicionalmente, foram consideradas as séries de vazões das usinas da bacia

<sup>10</sup> Conforme redação da Portaria nº 248, de 2 de junho de 2015.

<sup>11</sup> De acordo com a Resolução ANEEL nº 614, de 03 de junho de 2014.

do rio Uruguai atualizadas conforme Nota Técnica nº 8/2018/SPR-ANA.

- CME: foi utilizado o Custo Marginal de Expansão definido em **90,38 R\$/MWh** no relatório do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2031.
- Custo de Déficit: Conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 795, de 5 de dezembro de 2017, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE deverá atualizar anualmente, até o dia 20 de dezembro de cada ano, o valor do patamar da função de custo do déficit de energia elétrica pela variação do Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI) para o período de doze (12) meses, tomando-se como base o mês de novembro de cada ano. Portanto, foi utilizado o valor de **7.643,82 R\$/MWh** disponível no sítio eletrônico da CCEE.
- Penalidade por não atendimento ao desvio de água para outros usos: metodologia estabelecida na Portaria nº 74/GM/2020.

$$\begin{aligned} \text{Penalidade}_{DA} &= \text{Custo Déficit} + 0,1\% \text{ Custo Déficit} + 0,10 \text{ R\$/MWh} \\ &= 7.643,82 + 7,64 + 0,10 = \mathbf{7.651,56 \text{ R\$/MWh}} \end{aligned}$$

- Penalidade por não atendimento à restrição de vazão mínima: metodologia estabelecida na Portaria nº 74/GM/2020.

$$\text{Penalidade}_{VM} = \text{Custo Déficit} + 1,00 \text{ R\$/MWh} = \mathbf{7.644,82 \text{ R\$/MWh}}$$

- Penalidade por não atendimento à restrição de volume mínimo: metodologia estabelecida na Portaria nº 74/GM/2020.

$$\begin{aligned} \text{Penalidade}_{VolMin} &= [(1 + \text{taxa de desconto anual})^{(11/12)}] \times \text{MAXCVU} \\ &= [(1 + 8\%)^{(11/12)}] \times 2.629,58 = \mathbf{2.821,79 \text{ R\$/MWh}} \end{aligned}$$

Onde MAXCVU é o maior custo variável unitário considerando todo o horizonte de planejamento do NEWAVE.

## Anexo II – Premissas de Datas de Saída das Usinas Termelétricas

Usina	Combustível	Ano de Saída	Usina	Combustível	Ano de Saída
APARECIDA	GAS	2022	NORTEFLU-2(*)	GAS	2024
AREMBEPE	OLEO	2024	NORTEFLU-3(*)	GAS	2024
BAHIA I	OLEO	2026	NORTEFLU-4(*)	GAS	2024
BAIXADA FLU	GAS	2034	P. PECEM I	CARVAO	2027
CANDIOTA 3	CARVAO	2028	P. PECEM II	CARVAO	2028
CANOAS	DIESEL	2022	Pau Ferro I	DIESEL	2024
Cisframa	BIOMASSA	2024	PERNAMBUCO_III	OLEO	2028
CUBATAO	GAS	2025	PETROLINA	OLEO	2024
FORTALEZA(*)	GAS	2024	PONTA NEGRA	GAS	2022
GERAMAR I	OLEO	2025	PORTO ITAQUI	CARVAO	2027
GERAMAR II	OLEO	2025	Potiguar	DIESEL	2024
GLOBAL I	OLEO	2025	Potiguar III	DIESEL	2024
GLOBAL II	OLEO	2025	SEROPEDICA	GAS	2024
IBIRITE	GAS	2022	ST.CRUZ NOVA	GAS	2027
J.LACERDA A1	CARVAO	2028	SUAPE II	OLEO	2027
J.LACERDA A2	CARVAO	2028	TAMBAQUI	GAS	2022
J.LACERDA B	CARVAO	2028	TERMOBAHIA	GAS	2024
J.LACERDA C	CARVAO	2028	TERMOCABO	OLEO	2025
JARAQUI	GAS	2022	TERMOCEARA	GAS	2025
JUIZ DE FORA(*)	GAS	2022	TERMOMACAE	GAS	2026
LINHARES	GAS	2026	Termomanaus	DIESEL	2024
MANAUARA	GAS	2022	TERMONE	OLEO	2025
MARACANAU I	OLEO	2025	TERMOPB	OLEO	2025
MARANHAO III	GAS	2034	TERMOPE	GAS	2024
MARANHAO IV	GAS	2022	TERMORIO	GAS	2025
MARANHAO V	GAS	2023	TRES LAGOAS	GAS	2024
Muricy	OLEO	2024	VALE DO ACU	GAS	2028
N.PIRATINING	GAS	2025	VIANA	OLEO	2025
N.VENECIA 2	GAS	2025	W. ARJONA	GAS	2022
NORTEFLU-1(*)	GAS	2024	XAVANTES	DIESEL	2024

(\*) Usina sem garantia física vigente publicada em portaria do MME.