



# LIASA

**CONTRIBUIÇÕES REFERENTES À CONSULTA PÚBLICA Nº 111/21  
(segunda Etapa da CP nº 109/2021)**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: LIGAS DE ALUMÍNIO S.A.**

**MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME**

**ATO REGULATÓRIO: Consulta Pública nº 111/21**

**OBJETO:** Consulta Pública sobre proposta do GT Metodologia da CPAMP (ciclo 2020-2021) contemplando aprimoramentos nos modelos, abordando os seguintes temas: Avaliação da Parametrização do CVaR, Elevação de Armazenamento, Consideração do Volume Mínimo Operativo no Modelo DECOMP, Representação da Produtibilidade Hidroelétrica e Perdas Hidráulicas no Planejamento da Operação Energética de Curto Prazo, Representação Hidrológica e Taxa de Desconto.

A LIASA, empresa produtora de silício metálico para o mercado mundial, apresenta abaixo suas considerações sobre as propostas de **aprimoramentos nos modelos computacionais**.

## **Introdução**

A crise hídrica é fruto das baixas afluências que vem ocorrendo no sistema desde 2020. O período chuvoso de 2021 não foi suficiente para recuperar os armazenamentos das principais bacias do SIN. Mesmo despachando um elevado nível de geração térmica fora da ordem de mérito, não foi possível recuperar adequadamente os armazenamentos das usinas hidrelétricas.



## LIASA

Outro ponto que contribuiu para o esvaziamento dos reservatórios foi a geração hidráulica despachada dentro da ordem de mérito pelos modelos matemáticos utilizados para formação de preço e programação da operação. Os modelos não conseguiram refletir os déficits hídricos pelo qual o sistema estava passando e ainda previu um futuro bem mais otimista do que o realizado.

Além de despachar uma geração hidrelétrica que poderia ser importante para elevar os armazenamentos nos reservatórios e suavizar os déficits hídricos vividos, essa geração fez com que o Custo Marginal de Operação – CMO e o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD fossem amortecidos, e conseqüentemente esses preços baixos não valoravam todas as térmicas que precisavam ser despachadas para suprir a carga do SIN.

Assim, o Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico – CMSE teve que garantir a segurança energética do sistema, indicando o despacho de térmicas fora do mérito e importação de energia, com altos custos, o que fez com que houvesse uma explosão nos Encargos de Serviços do Sistema – ESS em janeiro de 2021, quando tivemos uma cobrança de aproximadamente R\$ 40/MWh de encargos dos consumidores.

As condições atuais do SIN apresentam um déficit hidrológico que ainda não está se refletindo no preço da energia no Mercado de Curto Prazo – MCP, nos levando a conviver em mundos paralelos dentro do setor elétrico, onde usinas termoeletricas foram despachadas a custos extremamente elevados, enquanto os preços de curto prazo permaneciam estáveis, com valores em torno de R\$ 160/MWh.

Essa ineficiência dos modelos gerou custos indevidos aos consumidores por meio desses encargos, o que vemos com preocupação e entendemos que devem ser mitigados. Os preços precisam refletir a real situação do sistema e inserir a necessidade de despacho térmico dentro dos modelos. Para uma indústria eletrointensiva 100% contratada como a LIASA, a cobrança de R\$40,00/MWh de forma imprevisível, torna o negócio insustentável.

Os custos dos encargos que correm por fora de contratos de energia firmados com nossos fornecedores, geram riscos, falta de previsibilidade, diminuindo a competitividade da LIASA no mercado internacional, podendo inviabilizar a venda do produto que já foi produzido.

A fim de contribuir para melhorar a qualidade da formação do preço, refletindo a real situação hidrológica do sistema, incluindo no preço a necessidade do despacho térmico, garantindo que os contratos de energia reflitam a previsibilidade necessária aos



# LIASA

consumidores e que a cadeia de energia atenda os interesses dos consumidores e não o contrário, seguem as contribuições da LIASA.

## **Aprimoramentos Propostos**

As alterações metodológicas propostas em Consulta Pública buscam um modelo que reflita melhor a realidade operativa do sistema, bem como aumentar a energia armazenada nos reservatórios das hidrelétricas para garantir a governabilidade das cascatas pelo Operador, principalmente em períodos de crise hídrica, e dar mais eficiência ao uso da água.

Um dos aprimoramentos trata das alterações no Volume Mínimo Operativo – VminOp (o volume mínimo dos reservatórios), tanto sua inclusão no modelo DECOMP (este já é utilizado no modelo NEWAVE) quanto a atualização dos valores utilizados como níveis meta, de acordo com a Curva Referencial do CMSE. Estes são de extrema importância para garantir uma operação eficiente tanto no médio quanto no longo prazo, além de também tornar o modelo mais aderente à realidade. Atualmente, o volume mínimo utilizado no NEWAVE do Sudeste/Centro-Oeste é de 10% para novembro/21, enquanto o CMSE utiliza 20% para o mesmo período para fins de acionamento de termelétricas.

A assimetria dos níveis metas da curva utilizada pelo CMSE para realizar os despachos por segurança energética e os níveis metas utilizados no modelo por meio do VminOp trouxeram elevados custos para os consumidores. Ao adotar-se a mesma curva nos modelos e na operação, o despacho necessário para manter a segurança do sistema é internalizada nos modelos, colaborando para formar preço e expor o real custo de operação do sistema.

A inclusão desses valores mínimos nos modelos de preço se mostra importante e relevante, como já explicitado anteriormente, trazendo o balizador para segurança do sistema para dentro do modelo. Seria importante também que esses valores fossem inseridos mensalmente de acordo com a Curva Referencial do CMSE (para cada região, para cada mês), ao invés da inserção de uma curva flat nos modelos.

## **Aversão a risco**

Com relação aos custos de geração térmica, estes crescem à medida que se aumentam os níveis de aversão ao risco. Os casos mais próximos ao custo realizado no período estudado pela CPAMP foram CVaR (25,40) e CVaR (25,45) com R\$ 18,8 bilhões e R\$ 20,7



# LIASA

bilhões, respectivamente. Com relação à geração térmica total no período, os casos CVaR (25,40) e CVaR (25,45) apresentaram valores médios de 10 GWmed e 10,3 GWmed, ou seja, acima do realizado que apresentou uma geração média de 9,1 GWmed, o que parece mais adequado ao período. Esses resultados indicaram que os resultados providos pelos modelos computacionais auferem uma maior eficiência do ponto de vista de geração térmica, quando comparado ao realizado.

Quanto ao impacto no consumidor do ACL, calculou-se o indicador de encargo por GFOM. Neste quesito, com exceção dos casos CVaR (50,25), (50,35) e vigente, os demais casos tiveram uma redução de R\$ 1,7 bilhões, conforme tabela abaixo:

| Período 2020-2021                                      | Realizado  | Avaliações com os modelos |            |                   |                   |                   |                   |                   |                   |                   |                   |
|--|--|---------------------------|------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
|  |  | Vigente                   | (50,25)    | (50,35)           | (50,50)           | (25,30)           | (25,35)           | (25,40)           | (25,45)           | (25,50)           |                   |
| Δ de armazenamento no SIF (p.p.) em relação ao vigente | 11,8   | Ref                       | 1,8        | 3,7               | 8,0               | 6,6               | 9,3               | 11,2              | 12,7              | 13,5              |                   |
| Custo de geração térmica [Bil R\$]                     | 19,4   | 10,6                      | 12,0       | 12,7              | 15,8              | 14,8              | 16,7              | 18,8              | 20,7              | 22,4              |                   |
| CMD/PLD médio do período (R\$/MWh)                     | 182,5  | 189,1                     | 274,3      | 254,0             | 334,6             | 313,3             | 354,4             | 410,6             | 474,9             | 541,4             |                   |
| Impacto nas distribuidoras                             | Δ Redução do encargo GFOM [Bil R\$]              | 0,10                      | Ref        | -0,62             | -0,29             | -3,57             | -3,57             | -3,57             | -3,57             | -3,57             | -3,57             |
|  | Δ Aumento Conta Bandeiras <sup>2</sup> [Bil R\$] | 7,46                      | Ref        | 2,3               | 3,4               | 8,5               | 7,5               | 9,1               | 11,2              | 12,6              | 13,7              |
|  | Δ Redução do Deslocamento Hidráulico [Bil R\$]   | 0,09                      | Ref        | -0,18             | -0,46             | -0,46             | -0,46             | -0,46             | -0,46             | -0,46             | -0,46             |
|  | <b>Total [Bil R\$] [%]<sup>2</sup></b>           | <b>7,65</b><br>4%         | <b>Ref</b> | <b>1,45</b><br>1% | <b>2,69</b><br>1% | <b>4,51</b><br>2% | <b>3,25</b><br>2% | <b>5,07</b><br>3% | <b>7,19</b><br>4% | <b>8,57</b><br>4% | <b>9,68</b><br>5% |
| Impacto no consumidor do ACL                           | Δ Redução do encargo GFOM [Bil R\$]              | 0,05                      | Ref        | -0,29             | -0,18             | -1,66             | -1,66             | -1,66             | -1,66             | -1,66             | -1,66             |
|  | Δ Redução do Deslocamento Hidráulico [Bil R\$]   | 0,04                      | Ref        | -0,08             | -0,21             | -0,21             | -0,21             | -0,21             | -0,21             | -0,21             | -0,21             |
|  | <b>Total [Bil R\$]</b>                           | <b>0,09</b>               | <b>Ref</b> | <b>-0,37</b>      | <b>-0,35</b>      | <b>-1,87</b>      | <b>-1,87</b>      | <b>-1,87</b>      | <b>-1,87</b>      | <b>-1,87</b>      | <b>-1,87</b>      |
| Impacto nas usinas do MRE                              | GSP [%]  | 79,59%                    | 88,18%     | 87,69%            | 86,99%            | 85,23%            | 85,73%            | 84,93%            | 84,12%            | 83,57%            | 83,22%            |
|  | Impacto do pagamento no MCP do ACL [Bil R\$]     | -11,70                    | -7,27      | -9,24             | -10,23            | -14,78            | -13,56            | -15,18            | -16,98            | -18,29            | -19,29            |

1 - Dados até fev/2021 2 - Percentuais relativos à receita total para o segmento de distribuição para 2021

Por fim, a LIASA concorda com a recomendação da CPAMP de utilização a partir de janeiro de 2022, nos modelos computacionais, dos parâmetros de CVaR ( $\alpha = 25\%$  e  $\lambda = 45\%$ ). Nas análises, essa combinação de parâmetros de CVaR atrelada à utilização da metodologia PAR(p) nos modelos NEWAVE e GEVAZP, da RHE no modelo DECOMP e da alteração dos níveis meta de VMinOp, se mostrou eficiente tanto para a segurança energética quanto para os impactos econômicos dos Agentes do SEB.

Por último, recomendamos que a CPAMP estude, nos ciclos futuros, o resultado dos modelos computacionais com a utilização dos parâmetros de CVaR ( $\alpha = 25\%$  e  $\lambda = 45\%$ ) considerando os reservatórios em uma situação favorável (EAR>60%), de forma a entender se a utilização de tais parâmetros não levaria a manutenção de preços elevados, o que também seria muito prejudicial à indústria e todos os demais consumidores.