

SFE CE 005/2024

Camaçari, 25 de abril de 2024

A Sua Excelência o Senhor
Alexandre Silveira de Oliveira
Ministro de Estado de Minas e Energia
Esplanada dos Ministérios – Bloco U
Brasília, DF – CEP 70.065-900

Assunto: Contribuições da São Francisco Energia S.A. para a Consulta Pública n.º 160/2024 – Diretrizes para Realização do LRCAP 2024

Senhor Ministro,

A São Francisco Energia S.A. (SFE) vem, por meio desta, contribuir com a importante discussão acerca do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 – LRCAP 2024.

A SFE é uma empresa de geração de energia termelétrica, com três ativos movidos a óleo combustível, recém-descontratados e em plenas condições operacionais para entrega de 300 MW em Camaçari – BA ainda em 2024, se requerido pelo sistema e devidamente refletido em contrato regulado.

Usinas a óleo foram amplamente contratadas nos leilões de energia nova realizados entre 2005 e 2008, com a finalidade de lastrear consumo cativo de energia elétrica, embora a expectativa original de geração fosse ínfima. Depois disso, o setor elétrico brasileiro viveu uma série de transformações e passou por sucessivas crises hídricas, levando ao acionamento dessas usinas muito além do esperado, o que gerou uma série de distorções sobre sua imagem. Embora tenham sido parte vital da solução para a segurança eletroenergética, foram escolhidas como vilões, e culpadas injustamente por elevação de tarifas, em cálculos que jamais apresentaram o custo do déficit evitado.

As transformações foram tão grandes que justamente a expansão não planejada das fontes mais benquistas – eólica e solar – associada à gradativa desconstrução das termelétricas flexíveis, implica agora a indiscutível necessidade de contratação de recursos que agreguem capacidade com flexibilidade.

Aliás, ainda cabe a discussão se o requisito de potência e flexibilidade não é maior e mais emergente, afinal as usinas da SFE foram despachadas pelo ONS diversas vezes no último trimestre de 2023, mesmo tendo CVU superior a R\$ 1.000,00/MWh, os reservatórios estarem em níveis elevados e existindo grande sobreoferta de geração no SIN, refletindo em PLD mínimo. Parece estranho, quase absurdo, mas não é.

A decisão (recorrente e acertada) do ONS se deve à necessidade de dispor de geração flexível para fazer frente à redução diária de 25 GW das fotovoltaicas entre o meio-dia e as seis horas da tarde, combinada com o desempenho da fonte eólica por vezes com fator de capacidade diário de irrisórios 10% ou menos.

Embora frequentes, os acionamentos da geração a óleo foram de curta duração e imperceptíveis na tarifa do consumidor. Em muitos desses despachos das usinas da SFE, outras termelétricas a gás natural foram mantidas desligadas, embora disponíveis com CVU menor. As usinas a gás natural são indispensáveis – para que não restem dúvidas – mas esses eventos denotam que o valor de uma termelétrica vai muito além do seu CVU e a minuta de portaria com as diretrizes para o LRCAP 2024 acertadamente revela preocupação com os requisitos de flexibilidade operativa.

Feitas as considerações iniciais, passamos às contribuições objetivas sobre as diretrizes para o LRCAP 2024.

1. Da admissão da geração a óleo combustível

O Brasil dispõe de importante infraestrutura existente, que são os geradores a óleo combustível que terminaram ou terminarão em breve seus contratos regulados. Com ativos 100% amortizados, **as usinas a óleo requerem a mínima Receita Fixa por MW instalado, dentre as diversas fontes, para se manterem disponíveis** para o sistema. Significativa parte dessa Receita Fixa tem como destinação a cobertura dos encargos setoriais como o de uso do sistema de transmissão ou distribuição que, na ausência dessas usinas, serão arcados pelo consumidor direta ou indiretamente e ainda poderão provocar ociosidade em pontos da rede. Ou seja, o real custo fixo incremental decorrente de manter essas usinas operacionais é basicamente seu O&M Fixo.

As usinas a óleo são equipadas com motores de combustão interna e, em sua maioria, possuem grande quantidade de unidades geradoras, o que permite uma modulação precisa de sua potência instalada, sem comprometer a sua eficiência ou suas emissões. Ou seja, a razão Gmin/Gmax dessas usinas pode ser significativamente inferior aos 70% por unidade geradora indicados na minuta de portaria.

Além dos equipamentos das termelétricas a óleo terem alta flexibilidade operativa e serem aptos para atender o despacho em tempo real, o combustível em si também possui máxima flexibilidade, por ser líquido, armazenável em tancagem própria e de terceiros em quantidades suficientes para operar a plena carga por dias ou semanas, com alternativas de suprimento e logística consolidadas, logo, com alta confiabilidade.

Em dezembro de 2021, foi realizado o 1.º Leilão de Reserva de Capacidade na forma de potência – LRC 2021, que admitiu a participação de óleo combustível e óleo diesel, porém limitada por CVU incompatível com a fonte (R\$ 600,00/MWh). Sete usinas a óleo viabilizaram sua participação naquele certame com CVU adequados à sua fonte, contribuindo assim de forma incontestável para que houvesse competição, garantindo assim economia de bilhões de reais para o consumidor brasileiro que, do contrário, teria contratado todos os 4,6 GW de potência ao preço teto, conforme segue:

Resultados do 1º LRC/2021

- Disponibilidade de Potência Total 4.632,88 MW
- Receita Fixa de Potência Total R\$ 3.446.986.553,66 / ano
- Preço Inicial para o Produto Potência R\$ 974.000 / MW.ano
- Preço Médio da Potência Contratada R\$ 824.553 / MW.ano

Ou seja, a competição do LRC 2021 gerou deságio médio ponderado de 15,34%. Ocorre que, conforme “Comunicado Relevante nº 09, de 11/05/2022 – Convocação”, em uma segunda convocação após exclusão das usinas a óleo, a Comissão Especial de Licitação convocou novas usinas, seguindo a ordem de preço de lance:

Tabela 1 – Proponentes convocadas

PROPONENTE	CNPJ	EMPREENDIMENTO	DISPONIBILIDADE POTÊNCIA A SER CONTRATADA (MW)	PREÇO DE LANCE (R\$/MW.ano)
Parnaíba II Geração de Energia S.A.	14.578.002/0001-77	Parnaíba IV (UTE.GN.MA.031193-6.01)	47,831	881.000,00
Petróleo Brasileiro S.A.	33.000.167/0001-01	Termomacaé (UTE.GN.RJ.028029-1.01)	782,777	882.565,00
Termocabo S.A.	04.623.135/0001-64	Termocabo Gás (UTE.GN.PE.028326-6.01)	13,156	945.038,29

Figura 1 - Comunicado Relevante nº 09, de 11/05/2022 - Convocação - do LRC/2021

Observa-se que a última usina convocada apresentou menos de 3% de deságio sobre o preço teto. Ou seja, se não fosse pela participação das usinas a óleo no certame, este certamente se encerraria após a Etapa Inicial, contratando 4,6 GW de Disponibilidade de Potência a Preço próximo do inicial, o que oneraria o consumidor em R\$ 625 milhões por ano. Este número é maior do que a própria Receita Fixa de Potência das 7 usinas a óleo que venceram o LRC 2021.

Dessa forma, neste segundo Leilão de Reserva de Capacidade na forma de potência, não deveria o sistema brasileiro prescindir da participação da geração a óleo, que provavelmente é a fonte com maior vocação e competitividade para este fim. O universo de empreendimentos amortizados a óleo é limitado, não representará empecilho para a expansão do parque termelétrico a gás natural, mas promoverá competição e, portanto, uma contratação eficiente em prol da tão almejada modicidade tarifária.

Há quem diga que a geração a óleo é mais cara: desinformação ou preconceito. Confundem-se os antigos contratos de energia com os novos contratos de capacidade, CVU com custo final da energia, e por aí vai. Ora, se determinada fonte ou empreendimento não se provar competitivo no certame, simplesmente não o vencerá. Não há razão para limitar a concorrência. Nossa contribuição defende a livre concorrência, jamais a criação de produto específico ou qualquer outro incentivo.

Por fim, os aspectos ambientais são de enorme importância e devem balizar decisões de política energética, dentre outros, mas devem ser encarados sem vieses. As emissões específicas de usinas a óleo são superiores àquelas de usinas a gás natural, porém muito inferiores àquelas de usinas a carvão. E é fato que **a emissão absoluta do parque gerador a óleo é significativamente inferior àquela da geração a gás natural. Isso ocorre porque as fontes têm vocações distintas e a frequência de acionamento do óleo (que possui CVU mais elevado) é menor.**

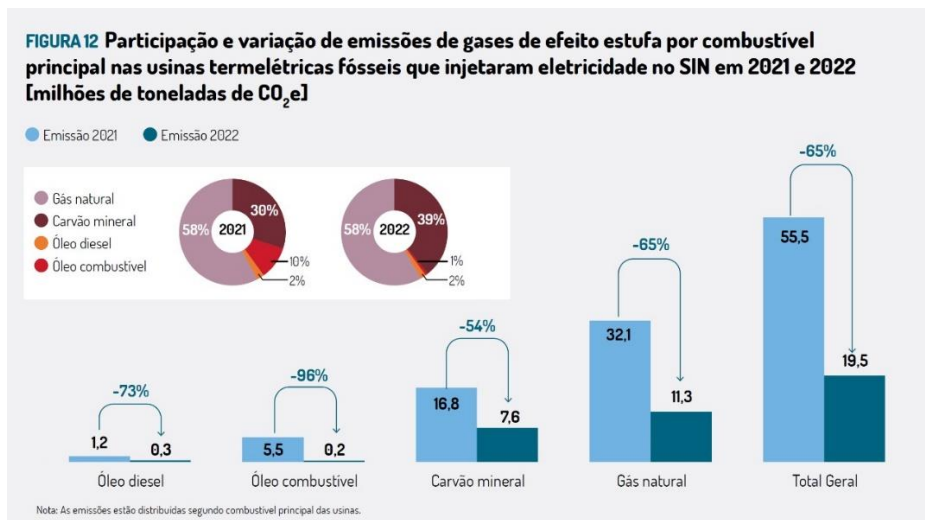


Figura 2 - 3ª Inventário de Emissões Atmosféricas em Usinas Termelétricas - Ano-Base 2022 (IEMA)

Os aspectos ambientais só configurariam um problema se todas as usinas fossem mantidas ligadas por grande fração do tempo, ano após ano, o que revelaria um problema muito maior de planejamento, cuja solução adequada envolveria reequilibrar o lado da oferta, e não simplesmente substituir usinas com base em seu CVU. A cada nova termelétrica que é conectada ao SIN, a geração a óleo fica mais distante na pilha de despacho do ONS, diminuindo sua frequência de acionamento e assumindo cada vez mais o papel, que é sua vocação, de geração emergencial. Assim, não é razoável adotar números de dez anos atrás para argumentar que a fonte seria mais cara ou poluente do que outras.

2. Dos limites de CVU

O leilão deve selecionar usinas que atendam aos requisitos técnicos, pelo critério de menor preço, resultado da composição dos custos fixos e variáveis. Dessa forma, o custo variável deve ser devidamente ponderado pela frequência de despacho esperada para o requisito de potência. Impor quaisquer limites de CVU poderá limitar a concorrência e elevar o custo final da contratação. **Defende-se, portanto, que não haja limites de CVU.**

No extremo, pode-se avaliar a adoção de limite de CVU apenas para afastar declarações incompatíveis com a realidade, ou seja, incoerentes com o próprio parque gerador existente. Para tanto, alternativamente, sugere-se adotar como referência o

Programa Mensal de Operação (PMO) do mês imediatamente anterior ao término do cadastramento, não permitindo que haja declaração de CVU superior ao máximo CVU vigente de cada fonte, evitando também manobras oportunistas entre diferentes fontes termelétricas.

3. Do cadastramento para o leilão

3.1. Novas usinas disputarão margem de escoamento, por barramento candidato

A minuta da Portaria no § 5.º do Art. 8.º requer que os empreendedores apresentem à EPE em até 75 dias antes da realização do Leilão os CUST ou CUSD, sob pena dos empreendimentos não serem habilitados no Leilão.

Assim, solicita-se esclarecer que essa obrigação evita a disputa de margem de escoamento por aqueles agentes, mas não é uma exigência para o cadastramento de novas usinas.

3.2. Alteração de Ponto de Conexão

Propõe-se permitir alterações de Ponto de Conexão do empreendimento de geração ao SIN indicado no ato do Cadastramento para o LRCAP de 2024, em linha com os § 8.º e 9.º do art. 3.º da Portaria n.º 444/GM/MME, de 2016. Ou seja, propõe-se excluir o § 2.º do Art. 15, que diz:

“§ 2º Não serão permitidas, para fins de Habilitação Técnica, alterações do Ponto de Conexão do empreendimento de geração ao SIN indicado no ato do Cadastramento para o LRCAP de 2024, não se aplicando o disposto nos §§ 8º e 9º do art. 3º da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016.”

4. Das penalidades

A minuta de Portaria traz previsão, no Art. 5.º § 3.º inciso I, de redução mínima de 5% da Receita Fixa mensal para cada hora de potência não entregue por empreendimento termelétrico, independente da profundidade do evento, com limite mensal de redução de 50%. Por sua vez, as Indisponibilidades Programadas (IP) terão o cronograma definido pelo ONS e as Indisponibilidades Forçadas (TEIF) aparentemente não terão qualquer utilidade, pois não isentarão o vendedor da obrigação de entrega.

Juntas, as três previsões acima trazem a certeza, para todo proponente sério, de que penalidades relevantes serão vez ou outra aplicadas, logo implicarão o aumento de preço da disponibilidade de potência. Ademais, a falta da proporcionalidade traz distorções: uma usina despachada em 100 MW que gere 99 MW por 10 horas seguidas perderá 50% de sua Receita Fixa, enquanto outra em condição similar que apresente geração nula por apenas uma hora perderá 5% da Receita Fixa, embora cause muito mais transtorno para a operação do SIN.

Da leitura da Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2023-R0, entende-se que essas alterações – que são inovações comparadas às regras do LRC 2021 – foram motivadas porque o LRCAP 2024 traria uma obrigação dos geradores limitada a 120 horas por ano e quatro horas por dia.

“Portanto, do ponto de vista da aferição de entrega do contrato e penalidades pelo não cumprimento, sugere-se que os empreendimentos contratados devam estar disponíveis nas 120 horas mais críticas de cada ano, limitadas ao teto de 4 horas críticas por dia.” (NT EPE-DEE-NT-050/2023-R0)

Ocorre que o desenho da obrigação como exposto na minuta de Portaria não limita a obrigação de entrega do gerador e, portanto, as alterações propostas tornam-se injustificadas e desproporcionais.

Sugerem-se ajustes que mantenham a essência da penalidade originalmente proposta, mas permitam o afastamento de penalidades aos agentes que pratiquem a boa gestão dos seus ativos:

- **As IPs devem ser programadas pelo gerador**, afinal são parte da gestão da manutenção e devem refletir nas melhores práticas do mercado, em especial as recomendações dos fabricantes. Geralmente são atreladas ao “horímetro” das máquinas e, portanto, estão condicionadas ao despacho a que serão submetidas. No limite, as manutenções podem ser indicadas no PMO/ONS do correspondente mês de parada.
- As falhas forçadas são inevitáveis à operação das usinas. Da forma como estão propostas as diretrizes, há estímulo para os agentes artificialmente subdimensionarem o TEIF e considerarem as penalidades no cálculo da Receita Fixa. **Recomenda-se que o TEIF isente a obrigação de entrega de potência. No limite, pode-se definir um valor máximo de TEIF admissível, ou transformá-lo num banco de horas mensal**, em lugar de anual, para que a tolerância não se acumule após meses sem despacho.
- Nem mesmo nos sistemas isolados, onde por vezes a falha de uma usina impacta diretamente ao atendimento local, as penalidades jamais chegam a 50% da Receita Fixa por eventos de baixa relevância. **Sugere-se que a redução de Receita Fixa mensal seja 1,5x (um vírgula cinco vezes) a frustração da disponibilidade de potência média verificada no mês.** Por exemplo:
 - A UTE “A” possui 100 MW de Potência Instalada, não programou IP e não dispõe de saldo de TEIF em determinado mês;
 - A usina é despachada em 100 MW por um total de 30 horas (seja único ou múltiplos despachos) naquele mês e entrega (potência verificada) 90 MW médios naquelas 30 horas;
 - A Receita Fixa mensal será reduzida em 15% (1,5 x 10% frustrados).

5. Dos parâmetros de flexibilidade

É prevista a inabilitação de empreendimentos termelétricos que não atendam aos requisitos de flexibilidade operativa (T-on, T-off, R-up, R-dn e Gmin/Gmax) e a SFE apoia os requisitos apresentados na minuta de Portaria.

Se, por qualquer motivo, o MME decidir admitir usinas com tempos de rampa maiores, sugere-se que isso seja refletido na competitividade do empreendimento. Uma possibilidade seria remunerar a CVU apenas a energia produzida dentro dos intervalos ora propostos na minuta de Portaria do Leilão. Por exemplo, caso seja admitida uma usina que requeira 5 horas para a rampa de acionamento, a energia produzida nas primeiras 3,5 horas de rampa seria liquidada a PLD, enquanto a energia da 1,5 hora final de rampa (T-on sinalizado na minuta da Portaria) seria valorada a CVU.

Outra forma seria que o próprio critério de seleção de empreendimentos (P_{POT}) considere uma premissa da quantidade anual de rampas e calcule o correspondente custo variável. Por exemplo, a premissa poderia ser que a disponibilidade de potência será requerida por 120 horas/ano, divididas em 12 acionamentos de 10 horas cada. Logo, o CVU deve ser ponderado pelas 120 horas, bem como por $[12 \times (R-up+Rdn)/2]$. A divisão por 2 é mera simplificação para considerar a potência média das rampas, como se evoluíssem de forma linear. Destaca-se que esta solução requer adequação do sistema de cadastramento para o LRCAP para que os proponentes declarem seus parâmetros de *Unit Commitment*.

Ainda sobre a geração associada ao *Unit Commitment*, a minuta de Portaria prevê (§ 5.º do Art. 12) sua valoração ao PLD, em lugar do CVU. Ocorre que o DESSEM hoje já faz a otimização do despacho considerando o custo dessa geração a CVU, conforme importante avanço regulatório. Se forem contratadas usinas com regra distinta, o ONS passará a realizar despachos não otimizados, por mera diferença de alocação de riscos e com efeitos danosos para o consumidor.

Considerando que toda e qualquer usina proponente do LRCAP vai ter que realizar rampas de acionamento e desligamento – mas desconhece, tampouco tem qualquer ingerência sobre a real frequência de acionamentos – a alocação desse risco ao gerador não faz sentido e apenas “beneficia” o aventureiro, no primeiro instante. Necessariamente a medida produzirá um aumento de preço da disponibilidade de potência e ainda possibilitará disputas futuras decorrentes de precificação inadequada, com possíveis reflexos na qualidade de atendimento ao requisito de potência.

Em linha com o exposto anteriormente, pode-se punir o agente que exceder os parâmetros de referência, apenas a partir desse ponto. **Sugere-se, portanto, nova redação para o § 5.º do Art. 12:**

§ 5º Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 não farão jus à remuneração proveniente do Encargo por Restrições Operativas por Unit Commitment para a geração associada ao Unit Commitment que exceder as referências estabelecidas no inciso V do Art. 9º, que será valorada pelo Preço da Liquidação das Diferenças.

SFE CE 005/2024

Camaçari, 25 de abril de 2024

Por fim, manifestamos nosso apoio à realização deste leilão, imprescindível para assegurar o suprimento de potência ao SIN.

Atenciosamente,

Jarbas Rodrigues Benevides
Diretor-presidente