

GPE CE 005/2024

Salvador, 26 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 Global Participações em Energia S.A. para a Consulta Pública n.º 160/2024 – Diretrizes para Realização do LRCAP 2024

Senhor Ministro,

A Global Participações em Energia S.A. (GPE), *holding* no segmento de geração de energia elétrica, com ativos termelétricos a gás natural, óleo diesel, óleo combustível e PCHs, com capacidade instalada de 1 GW, apresenta suas contribuições para a importante discussão acerca do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 – LRCAP 2024.

1. Da realização do leilão

A realização do LRCAP 2024 é de extrema importância para o SIN, em especial pela proximidade com a data apontada para o requisito de potência, que pode ainda estar subestimado ou ser antecipado. **Recomenda-se não adiar a realização do certame**, de modo a viabilizar a implantação de projetos novos, bem como as ações necessárias ao *retrofit* ou demais providências dos empreendimentos existentes que venham a se sagrar vencedores.

A implantação de novos projetos já traz risco real de atrasos, com impactos relevantes na segurança do sistema, independente se essas usinas serão multadas ou terão reconhecidos excludentes de responsabilidade pelos atrasos. Isso posto, **é essencial que ambos os produtos termelétricos previstos na minuta de portaria (2027 e 2028) admitam termelétricas a gás natural, óleo combustível e óleo diesel**, a fim de contratar as usinas existentes que se provarem competitivas, contribuindo fortemente para reduzir o risco de suprimento sistêmico. Não deve existir produto específico para usinas existentes, pois a competitividade de novos projetos deve sempre ser cotejada e contribuir para uma contratação mais eficiente.

2. 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.

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,

Alameda Salvador, 1057, Ed. Salvador Shopping Business, Torre América, Sala 2411,
Caminho das Árvores,
Salvador, BA, CEP 41820-790

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 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. 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.**

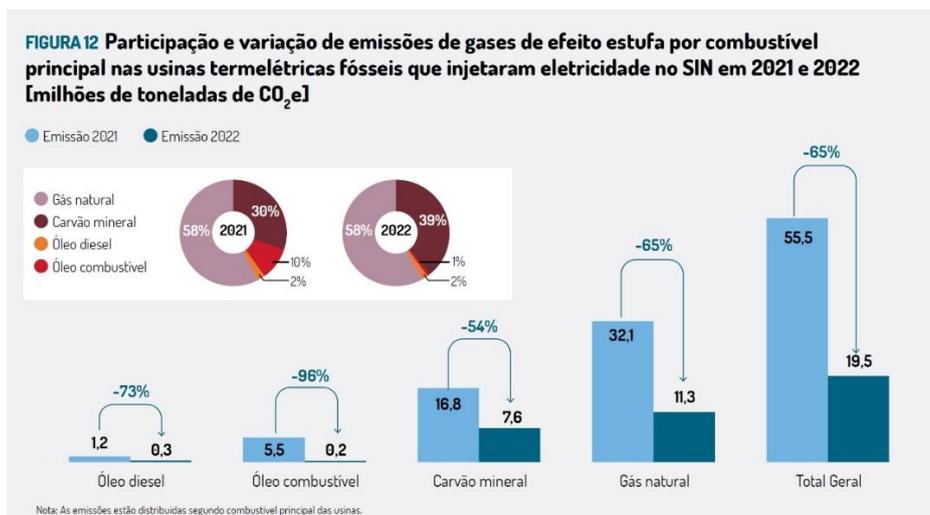


Figura 2 - 3º Inventário de Emissões Atmosféricas em Usinas Termelétricas - Ano-Base 2022 (IEMA)

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.

3. 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 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 do mês 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.

4. Do cadastramento para o leilão

4.1. 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 o CUST ou o CUSD. Solicita-se esclarecer que a apresentação dos contratos evita a disputa de margem de escoamento, mas não é uma exigência para o cadastramento de novas usinas.

4.2. 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.”

5. 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 geralmente atreladas ao “horímetro” das máquinas.
- 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.**
- A penalidade do Art. 5.º § 3.º inciso I deve ser excluída ou atenuada para, no máximo, que a **redução de Receita Fixa mensal seja 1,5x (um vírgula cinco vezes) a frustração da disponibilidade de potência média verificada no mês.**

6. 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 GPE apoia os requisitos apresentados na minuta de Portaria.

Pelo mesmo motivo exposto no item anterior, relacionado à limitação da obrigação de entrega discutida na Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2023-R0, deve-se corrigir a distorção trazida na minuta de Portaria (§ 5.º do Art. 12) de valorar a geração associada ao *Unit Commitment* ao PLD, em lugar do CVU. Apenas se a obrigação de entrega fosse limitada tal previsão faria sentido, pois, de fato, poderia ser mensurada e valorizaria o agente mais flexível.

Atenciosamente,

José Cordeiro de Almeida Neto
Diretor