



Brasília, 22 de novembro de 2018

Ao

Ministério de Minas e Energia – MME

Departamento de Planejamento Energético – DPE

Assunto: Contribuições para a Consulta Pública MME nº 061/2018

A ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DE ENERGIA LIMPA – ABRAGEL, na qualidade de representante de 279 (duzentos e setenta e nove) associados atuantes como agentes de geração de energia elétrica, titulares de CGHs, PCHs e UHEs até 50 MW, vem, por meio deste documento, apresentar suas contribuições à Consulta Pública MME nº 061/2018, relativas à proposta de alteração do Decreto nº 6.353, de 2008, para dispor sobre a contratação de reserva de capacidade, e de estabelecimento de diretrizes de Leilão de Potência associada à Energia de Reserva.

A Nota Técnica Estudos para a Expansão da Geração, da EPE, um dos documentos que embasa a CP 61, tem por objetivo avaliar as condições futuras para o atendimento à carga do SIN e indicar medidas que possam garantir a segurança eletroenergética de seus subsistemas, minimizando-se tanto o custo da expansão quanto o custo de operação. Essa Nota Técnica apontou a necessidade de contratação de capacidade no Sistema Interligado Nacional - SIN, para o atendimento dos requisitos de potência indicados no Plano Decenal de Expansão - PDE 2026.

Uma das conclusões da EPE é a existência da necessidade de instalação, no SIN, de cerca de 13.000 MW para atendimento à capacidade de potência, sendo 12.000 MW em usinas flexíveis. Desse total, aproximadamente 2.400 MW estão sendo indicados para instalação no subsistema Nordeste, 2.700 MW no subsistema Sul e 7.000 no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Para atender a essa recomendação, a Minuta de Portaria do Leilão de Potência associada à Energia de Reserva - LPER 2019 estabelece que a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, deverá promover o Leilão de Potência associada à Energia de Reserva, que deverá ser realizado no primeiro quadrimestre de 2019. Nesse leilão, serão negociados CPER, na modalidade por disponibilidade de energia elétrica, para empreendimentos de geração a partir de fonte termelétrica a gás natural, em ciclo aberto.

A necessidade de instalação desses 13 GW também é exibida na minuta do PDE 2027, que define esse montante como “Alternativa Indicativa de Ponta”, conforme a tabela 11-10 abaixo.

Tabela 11-10. Síntese dos Resultados (cont.)

	2017	2022	2027	2017-2022		2022-2027		2017-2027	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Capacidade Instalada de Geração Elétrica Centralizada no Sistema Interligado Nacional ⁽²⁾ (GW)	149	168	209	20	13%	41	24%	61	41%
<i>Hidráulica</i> ⁽⁶⁾	94	102	103	8	9%	1	1%	10	11%
<i>Nuclear</i>	2	2	3	0	0%	1	71%	1	71%
<i>Térmica</i> ⁽⁷⁾	21	25	29	4	18%	4	16%	8	37%
<i>Eólica</i>	12	15	27	3	25%	11	74%	14	116%
<i>Solar</i>	0	4	9	3	-	5	137%	8	-
<i>Outras Renováveis</i>	20	21	25	1	5%	5	24%	6	31%
Alternativa Indicativa de Ponta	0	0	13	-	-	13	-	13	-
Capacidade Instalada de Geração Elétrica Descentralizada (GW)	0	2	12	2	-	10	500%	12	-
Transmissão de Energia Elétrica ⁽⁸⁾									
Linhas de Transmissão (km)	141.576	172.213	196.816	30.637	22%	24.603	14%	55.240	39%
Subestações (MVA)	348.232	439.245	524.881	91.013	26%	85.636	19%	176.649	51%
Transporte de Gás Natural (km gasodutos) ⁽⁹⁾	9.409	9.503	9.503	94	1%	0	0%	94	1%

Notas: (*) Os valores de consumo final e de oferta interna de energia correspondem a resultados do Balanço Energético Nacional (ano base 2017).

(**) Valores de importação e exportação têm sinal positivo e negativo, respectivamente.

(1) Estimativa para a população residente em 31 de dezembro de cada ano.

(2) O valor de elasticidade-renda refere-se à sua média nos períodos indicados.

(3) Consumo final nos setores industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial, público. Também inclui consumo no setor energético (E&P, refinarias e movimentação do sistema) e consumo como matéria-prima. Não inclui o consumo para geração de eletricidade e consumo para bunker.

(4) Produção esperada, estimada com base na disponibilidade projetada de gás natural seco em UPGNs.

(5) Inclui as usinas já em operação comercial nos sistemas isolados, com previsão de interligação dentro do horizonte do estudo e considerando a motorização das usinas. Não inclui a capacidade instalada nos pontos de consumo (autoprodução).

(6) Inclui as parcelas nacional e importada da geração da UHE Itaipu.

(7) Contempla a geração a gás natural, carvão mineral, óleos combustível e diesel, gás industrial.

(8) Os valores se referem a instalações da Rede Básica do SIN, incluindo subestações de fronteira com a rede de distribuição.

(9) Não inclui gasodutos de transporte em fase de planejamento que ainda não foram propostos pelo MME.



Segundo trecho da Nota Técnica da EPE e destaque da Nota Técnica Nº 3/2018/AEREG/SE, uma das principais causas da necessidade de ampliação da capacidade de potência do sistema é a alteração do perfil da matriz de oferta de energia, conforme recorte abaixo.

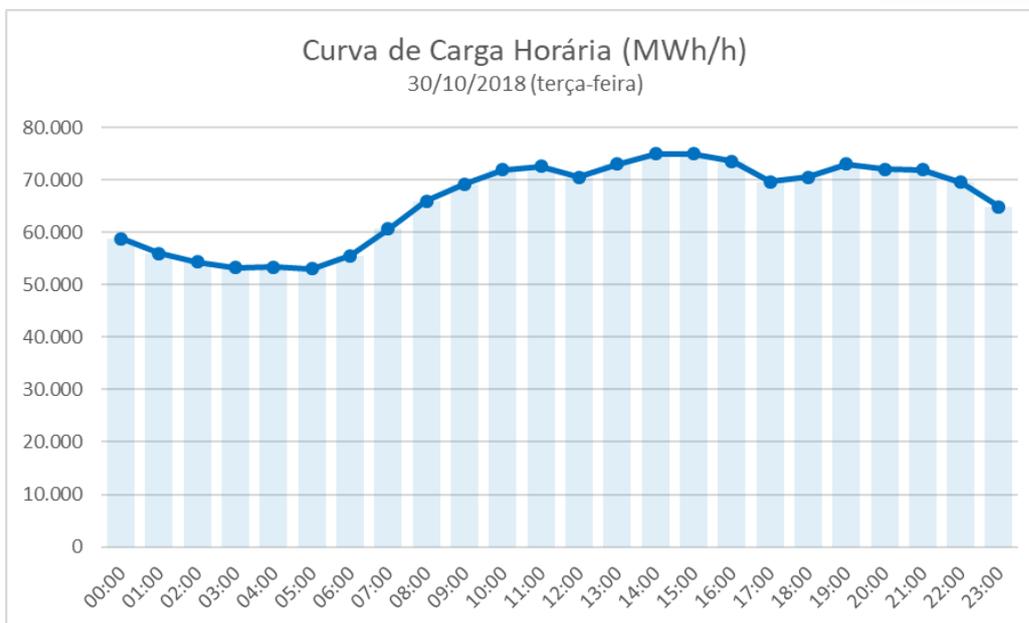
Os estudos do planejamento da expansão indicam ainda a necessidade de ampliação da capacidade de potência do sistema, de forma a atender principalmente a demanda máxima e ainda a serviços ancilares crescentemente demandados em razão da alteração do perfil da matriz de oferta de energia.

Como resultado a indicação de potência alcançou um nível de aproximadamente 13.000 MW, constituída por tecnologias que atendam, dentre outros, requisitos como disponibilidade para operar sempre que requerido pelo operador do sistema e baixo custo de instalação, aderente à expectativa de baixo fator de despacho.

Nesse contexto, observa-se que a cesta de oferta candidata fornecida ao MDI com estas características considera usinas termelétricas a ciclo aberto e, a partir de 2024, também tecnologias de armazenamento, como hidrelétricas reversíveis, baterias, entre outras."

Um trecho da página 49 do PDE 2016 expõe ainda que a complementação de potência de ponta é acentuada pela previsão de incorporação de novas renováveis no parque de geração no horizonte do plano. A geração elétrica adicional representa um consumo potencial de gás natural, mas **é uma das alternativas dentro de outras possibilidades de complementaridade na ponta.**

Acontece que, ao observar a curva horária de carga de um dia comum, como a do dia 30/10/2018, terça-feira, percebe-se que não existe uma ponta. Na realidade, o que acontece atualmente é que, em aproximadamente 13 horas por dia, a curva de carga assume um perfil com variação ínfima, comparada ao montante total de energia requerida, e como tal, a potência em funcionamento da geração, que sempre é maior que a carga, já atende perfeitamente essa variação de cerca de 5% da carga.



O Manual de Tarifação de Energia do MME define horário de ponta como “período de 3 (três) horas consecutivas exceto sábados, domingos e feriados nacionais, definido pela concessionária, em função das características de seu sistema elétrico.” Trata-se de um período durante o qual o consumo de energia elétrica tende a ser maior. Esse problema ficou no passado. O Brasil resolveu de forma mais eficiente a ponta, introduzindo as tarifas diferenciadas Horo-Sazonais, Azul e Verde. O fato é que hoje o SIN não tem mais ponta, como mostra o gráfico acima, logo não faz sentido comprar geração para resolver um problema inexistente e se colocar a conta do ICB e CVU nas costas do consumidor, que por sinal foi a parte mais importante na solução, aderindo a essas tarifas ao adequar o seu consumo.

Questiona-se, então, a justificativa da contratação desses 13 GW definidos como Alternativa Indicativa de Ponta pela EPE. Não parece haver sentido na contratação de térmicas para uma “ponta” que tem duração de 13 horas diárias. É mais provável que essa necessidade provenha da intermitência das fontes solar, ora iniciando, e sobretudo da eólica, já com 14 GW em funcionamento e mais 4GW em instalação.



O que falta é transparência na indicação dessa necessidade, problema que já vem do PDE 2026 e que, provavelmente, conduziu os últimos quatro Leilões de Energia Nova ao erro, pois na elaboração do PDE foi aferido apenas o preço no leilão, não se levando em consideração que as duas fontes intermitentes, solar e eólica, precisam ser complementadas, e atualmente essa complementação é feita por motores a diesel, pagos pelo consumidor na CDE e por serviços ancilares prestados pelas hidrelétricas que, injustamente, não estão sendo pagos.

O custo real das fontes solar e eólica ultrapassa o dobro do preço definido em leilão e é cerca de 70% maior que o preço da energia gerada por PCHs e Biomassa, pois essas últimas não precisam ser complementadas. Ao considerar os custos reais, percebe-se que o prejuízo do consumidor foi grande, visto que nos 4 últimos LENs, apenas 15% da energia comprada foi de PCH e Biomassa (8% e 7% respectivamente), enquanto as fontes eólica e solar são responsáveis por 85% da energia comprada (67% e 18% respectivamente), mesmo com o fato da necessidade de complementação torná-las muito mais caras.

A ABRAGEL recomenda que não seja feita nenhuma compra de geração em ciclo aberto, pois existem alternativas mais benéficas ao SIN. Como solução à necessidade de potência, a Associação indica três outras ações:

- 1 – Converter o parque de motores diesel existente hoje, cerca de 5 GW, e que operam com óleo diesel e óleo combustível, para gás natural. Vale lembrar que os contratos terminam nos próximos anos, e, portanto, são usinas amortizadas.
- 2 – Aumentar e antecipar a parcela de armazenamento em baterias para complementação desse parque convertido para gás natural. Deve-se, inclusive, favorecer que essa tecnologia de armazenamento tome, gradativamente, o lugar do parque de motores a GN, o que será facilitado com o final da vida útil do mesmo e barateamento das baterias.
- 3 – O leilão de fontes intermitentes deve prever a utilização de baterias para armazenamento. Essas fontes precisam complementar a sua intermitência na saída do parque gerador.