

Consulta Pública MME nº160/2024

Contribuição Independente

Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura
da Fundação Getulio Vargas (FGV CERI)

Consulta Pública MME nº 160/2024

**Minuta de Portaria Normativa com as Diretrizes para a
realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de
Potência de 2024 - LRCAP de 2024**

**Contribuição Independente do Centro de Estudos em
Regulação e Infraestrutura da Fundação Getulio Vargas**



Autores:

Joisa Dutra (Diretora)

Pedro Jatobá

Diogo Lisbona

1. Apresentação

O presente documento representa contribuição independente do **Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getulio Vargas (FGV CERI)** para a Consulta Pública nº 160/2024 do Ministério de Minas e Energia (MME), visando a obtenção de subsídios referentes à minuta da Portaria Normativa com as Diretrizes para realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 (LRCAP) de 2024.

O mecanismo de contratação de reserva de capacidade, instaurado pela Lei nº 14.120/2021 (conversão da Medida Provisória nº 998/2020), é atualmente um importante instrumento disponível para a contratação de recursos com vistas ao atendimento à necessidade de potência requerida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) para garantir o suprimento de eletricidade. O instrumento torna-se ainda mais relevante frente ao contexto de sobre contratação estrutural de energia do mercado brasileiro, intensificada pelo avanço de renováveis variáveis (eólica e solar) contratadas de forma descentralizada para o atendimento de autoprodução de energia de grandes consumidores e de micro e mini geração distribuída de médios e pequenos consumidores.

Ao não depender da demanda declarada das distribuidoras, o instrumento permite a contratação de recursos necessários para o garantir o provisionamento de energia de forma segura e antecipada. Por outro lado, a maior discricionariedade no volume e na forma de contratação centralizada desses recursos torna crucial o dimensionamento correto e o desenho adequado do instrumento, de forma a mitigar uma sobre contratação de recursos (em contexto de sobre oferta) associada à elevação de custos para todos os consumidores (em contexto de tarifas já elevadas).

A contribuição está estruturada em cinco seções, incluindo a presente apresentação. A segunda trata de aspectos sobre a contratação dos recursos hidrelétricos e termelétricos; a terceira sobre a definição do produto contratado e do período crítico; a quarta sobre a possibilidade de ampliação de recursos habilitáveis para o leilão; e a quinta sobre aspectos relacionados à contratação de termelétricas a gás natural.

2. Aspectos sobre a Contratação dos Recursos Hidrelétricos e Termelétricos

As diretrizes propostas para o LRCAP, a ser realizado em agosto do presente ano, apontam para a direção correta e desejável de permitir a participação de empreendimentos novos e existentes, sobretudo, de incluir a participação de hidrelétricas, que não foram habilitadas para o primeiro LRCAP de 2021.

Do ponto de vista de empreendimentos existentes, parte significativa do parque termelétrico enfrentará o vencimento de contratos regulados nos próximos anos, tornando a contratação no LRCAP estratégica para a permanência da disponibilidade de usinas térmicas fundamentais para a garantia do suprimento de eletricidade no país. O parque hidrelétrico existente também se beneficia da possibilidade ampliação para atendimento à ponta.

O avanço das renováveis variáveis torna ainda mais desafiador o atendimento à carga líquida (de renováveis), demandando potência para a ponta e flexibilidade para as rampas de variação acentuada da demanda residual. O LRCAP é voltado primordialmente para atendimento à ponta – ainda que os seus contornos contratuais sejam mais abrangentes, como será discutido a diante –, permanecendo o desafio de remuneração adequada para a provisão de flexibilidade no sistema elétrico brasileiro, ofertada sobretudo pelo bloco hidráulico, atualmente sub-remunerado face aos serviços prestados.

O LRCAP de 2024 representa uma possibilidade importante para viabilizar a remuneração da ampliação do parque hidrelétrico, voltado para atendimento à ponta, mas não permite a remuneração para serviços de flexibilidade e investimentos para repotenciação e modernização do parque hidrelétrico existente. Estes devem ser endereçados por aprimoramentos no desenho de mercado como um todo e pela definição de produtos específicos que permitam a remuneração adequada dos serviços requeridos prestados por diferentes recursos.

Neste contexto, as diretrizes propostas não permitem a participação de ampliações de usinas hidrelétricas que foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, atualmente contratadas nos regimes de cotas de garantia física. Como trata-se de ampliação de capacidade instalada, não está claro porque descartar a possibilidade de ampliação para essas usinas. O horizonte e a abrangência da descotização não estão suficientemente definidos e o certame poderia se beneficiar de projetos de ampliação que abranjam usinas atualmente sob o regime de cotas, mesmo que permaneçam neste regime (para a parcela de potência já existente) ao longo da vigência dos contratos derivados da contratação do LRCAP de 2024.

Considerando as limitações e os custos envolvidos na ampliação da capacidade instalada em empreendimentos hidrelétricos, sugere-se, ainda, avaliar a possibilidade que a referida expansão se dê pela hibridização das usinas hidrelétricas através da conjunção com uma outra fonte (por exemplo, solar fotovoltaica flutuante ou por um sistema de armazenamento) que permita aumentar a disponibilidade da potência hidrelétrica para a prestação do serviço de reserva de potência.

Para os empreendimentos termelétricos, a proposta de diretrizes acerta ao direcionar a contratação apenas para potência, sem prever a oferta de produto de energia associado à geração inflexível. A necessidade de flexibilidade operativa está bem definida para o sistema elétrico com predominância crescente de energias variáveis, o que torna adequado afastar a possibilidade de inflexibilidades e ainda definir parâmetros mínimos que garantam a operação mais flexível dos recursos contratados. De mesmo modo, as diretrizes acertam ao afastar a possibilidade de despacho antecipado associado ao suprimento de GNL importado.

A contratação é voltada para empreendimentos novos ou existentes, contemplando produtos com diferentes prazos (7 e 15 anos); porém, não permite a participação de usinas termelétricas que estejam contratadas no mercado regulado ao longo da vigência dos contratos do LRCAP. Nos contratos de disponibilidade, a oferta de potência está associada e, em última instância, esses recursos já estariam disponíveis para o sistema.

3. Aspectos sobre a Definição do Produto Contratado e do Período Crítico

A contratação visa, sobretudo, conferir remuneração adequada aos recursos, viabilizando a sua disponibilidade em períodos críticos. Trata-se de conferir remuneração (adicional) à potência, uma vez que a receita de energia no mercado de curto prazo proveniente da operação projetada é insuficiente para cobrir os investimentos, a disponibilidade e a operação dessas usinas. O LRCAP se traduz em um instrumento de remuneração para endereçar o problema identificado pela literatura de “*missing money problem*”.¹ A receita adicional permite a existência e a disponibilidade do recurso e o desenho contratual busca assegurar a provisão nos horários críticos.

Um ponto crucial para este tipo de contratação é exatamente a definição dos períodos críticos. No primeiro LRCAP de 2021, os recursos foram avaliados no leilão sob o ponto de vista de uma operação hipotética de 120 horas no ano, o que representa 1,3% das horas no ano. Trata-se de um recurso contratado para atender a ponta da demanda (residual) em momentos críticos. Esse requerimento é uma novidade para o sistema brasileiro, como documenta a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em seus documentos de planejamento, pois historicamente enfrentou-se uma restrição de energia e não de potência.

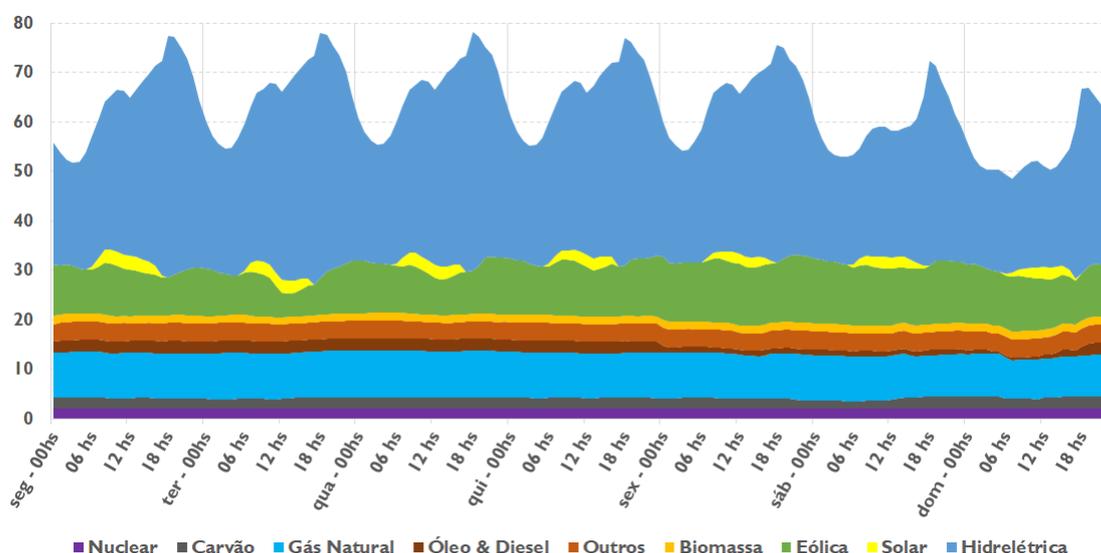
A restrição de potência é clássica de sistemas com predominância termelétrica, ao passo que a restrição de energia é predominante em sistemas como o brasileiro, com elevada participação de hidrelétricas sujeitas à sazonalidade e risco hidrológico. A maior inserção de renováveis variáveis e a redução

¹ Como discutido por P. Joskow (2006). Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity. MIT Working paper.

relativa da participação hidrelétrica aumentam a necessidade de atendimento à ponta em momentos críticos; porém, não descarta a necessidade de energia em períodos de escassez hídrica. A maior variabilidade desafia a confiabilidade tanto para sistemas com restrição de potência, quanto de energia.²

A crise hídrica recente de 2021 é emblemática para alertar que em momentos de hidrologia desfavorável, associada ao esvaziamento dos reservatórios, todos os recursos disponíveis são acionados. Em 2021, as térmicas foram acionadas na base da geração, importou-se energia a preços exorbitantes e as hidrelétricas permaneceram modulando a geração para atender a ponta da demanda, ainda que esta operação resultasse em maior consumo de água escassa nos reservatórios.

Figura 1 - Geração Horária por Fonte no SIN entre 02/08 e 08/08/2021 (GWh)



Fonte: FGV CERJ, com dados do ONS

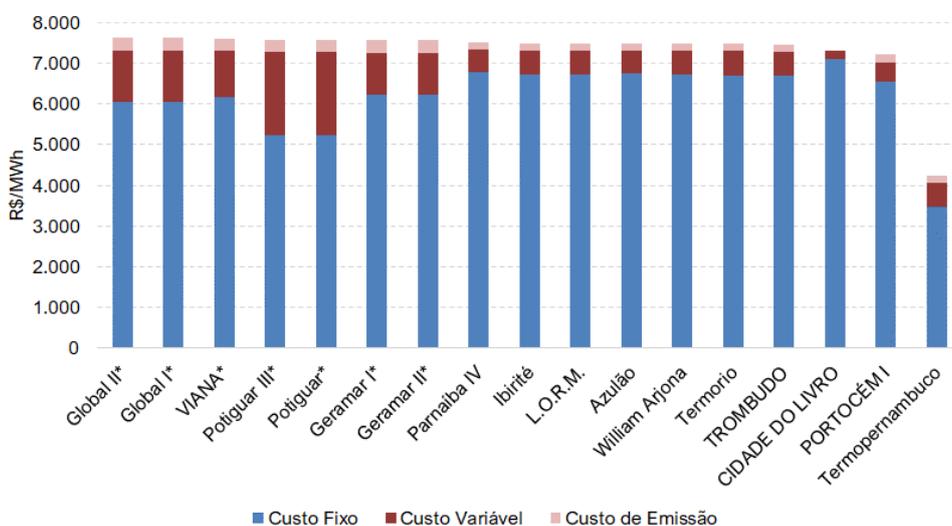
Isto posto, se não houver clareza sobre o período crítico na contratação dos recursos do LRCAP e exigir disponibilidade total – abatida das indisponibilidades programadas – por todo o período contratual, pode-se contratar potência para momentos críticos pontuais, mas exigir desses geradores energia (e disponibilidade) para atender períodos prolongados de hidrologia severa. Ou seja, são produtos distintos. Não se pode demandar disponibilidade de potência para determinados recursos atenderem a ponta da demanda ou as rampas de variação da demanda residual em situações críticas pontuais – problema para o qual o LRCAP é motivado –, mas não definir contratualmente um limite de horas para a operação desses recursos.

² Conferir P. Joskow (2019). Challenges for Wholesale Electricity Markets with Intermittent Renewable Generation at Scale: The U.S. Experience. Oxford Review of Economic Policy, Volume 35, N. 2.

No LRCAP de 2021, a participação de térmicas a óleo com custo variável (CVU) superior ao permitido no edital do leilão, apoiadas em liminares judiciais, levou a seleção de sete usinas térmicas a óleo com elevado CVU dentre as dezessete vencedoras. Na época, o MME publicou nota alertando sobre “efeitos deletérios” dessa contratação, apontando custo de custo adicional para os consumidores da ordem de R\$ 22,6 bilhões, durante os 15 anos de contrato, considerada a operação dessas usinas em quatro meses por ano. A nota do MME é sintomática ao revelar uma possibilidade de operação indistinta de geração por 2.930 horas anuais (quatro meses), enquanto o critério de avaliação dos recursos no leilão considerou apenas 120 horas anuais.³

Como abordado por Dutra, Batista e Romeiro (2022)⁴, quando se considera a geração anual por quatro meses de operação, os custos nivelados de eletricidade projetados são mais suscetíveis aos custos variáveis, tornando o teto do CVU no certame importante para definição do custo total. Por outro lado, quando se considera apenas 120 horas de operação, o custo de capital é o principal componente do custo esperado de geração desses recursos (Figura 2). No entanto, o custo estimado é elevado e estava próximo ao custo de déficit de energia considerado na otimização do sistema, de R\$ 7.643/MWh em 2022.⁵

Figura 2 - Custo de Geração Total das Usinas para Cenário de Utilização de 120 horas/ano



* Usinas com CVU acima do limite estabelecido, amparadas por liminares judiciais.

Fonte: FGV CERJ (Dutra, Batista & Romeiro, 2022)

³ MMW (2022). Efeitos deletérios da participação, por meio de liminares judiciais, de empreendimentos no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021. [\(LINK\)](#)

⁴ Dutra, J.; Batista, R.; Romeiro, D. (2022). O leilão de reserva de capacidade e as térmicas a óleo: novas reflexões e oportunidades de aprimoramento. FGV CERJ. [\(LINK\)](#)

⁵ Conferir CCEE (2021). Memória de cálculo do valor do patamar da função de Custo do Déficit de energia elétrica para o ano de 2022. NT CCEE06673/2021.

O artigo acima referido também sinalizou que metodologias alternativas de determinação do custo de déficit por patamar apontam para valores ainda menores.⁶ Como reportado pela contribuição do FGV CERL ao Programa de Resposta Voluntária da Demanda de 2021 (CP nº 114/2021-MME), para o patamar entre 5 e 10% de déficit, o custo calculado pelo modelo GCPS atinge cerca de R\$ 1.650/MWh, em valor atualizado para 2021⁷. Na época, as usinas a óleo vencedoras com liminares judiciais se revelavam mais onerosas do que este custo de déficit por patamar, mesmo considerando o cenário de geração elevada de quatro meses no ano.

O artigo ainda pontuou que *“a contratação de reserva de capacidade sem o aprimoramento do mercado de energia pode contemplar recursos demasiadamente onerosos, deslocando a oferta de recursos potencialmente mais eficientes, incluindo resposta da demanda e armazenamento (baterias)”*. Sob esta perspectiva, as diretrizes para o LRCAP 2024 deveriam observar a análise detalhada da EPE na Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2023-r0⁸ sobre a avaliação das horas críticas a serem consideradas no desenho do produto demandado no leilão, apontando para a necessidade de 10 horas mensais de requisito de potência, com concentração possivelmente em poucos meses no ano, o que leva a sugestão da EPE de adotar uma aferição anual de 120 horas mais críticas, limitas ao teto de 4 horas por dia. É fundamental para o correto desenho do produto contratado definir contratualmente o número de horas críticas no ano (e o limite diário) em que a disponibilidade deve ser aferida.

Em relação à análise das horas críticas realizada pela EPE, foram utilizados dados históricos avaliando os anos de 2018 e 2019, sem considerar o período da crise sanitária e de crise hídrica. Neste aspecto, considera-se que o período da crise sanitária introduziu alterações permanentes no consumo em função das alterações de comportamento e rotinas impostas pelas restrições sanitárias. Por outro lado, os anos mais recentes indicam penetração mais acentuada da geração distribuída solar, o que pode impactar as projeções de rampas e necessidade de potência. Não está claro de que forma os dados históricos afetam as projeções da EPE, o que requer maiores detalhes para a definição do número de horas críticas.

Outra possibilidade é que o número de horas críticas varie ao longo dos anos na vigência do contrato ou possa ser definido dentro de um teto máximo pré-definido. Por se tratar de um novo regime, sugere-se um período experimental de aferição (5 anos) a contar da assinatura dos contratos, podendo este requisito ser alterado, com anuência das partes, após este prazo. O essencial é que os geradores

⁶ Conferir J. Dutra (coord.) P&D Estratégico ANEEL – Metodologia de Elaboração da Função Custo do Déficit. FGV CERL.

⁷ A contribuição está disponível em: http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=db932ecf-5c8c-504d-7007-6a183b24b7aa&groupld=36148

⁸ EPE (2023). Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência Avaliação de Aprimoramentos para Contratação. ([LINK](#))

tenham previsibilidade quanto ao montante máximo de horas críticas, ao período de aferição e à frequência que possam ser acionados ao longo da vigência contratual.

No entanto, as diretrizes do LRCAP para 2024 apontam para a indefinição de horas críticas, alocando para o empreendedor “o *risco relativo à incerteza de despacho do seu empreendimento pelo ONS, inclusive no que se refere à quantidade de partidas e paradas, bem como ao tempo de operação e à quantidade de energia produzida*”. Para as usinas térmicas, as diretrizes ainda demandam comprovação de “*disponibilidade de combustível para a operação contínua*”. Deste modo, sob a motivação de contratação de potência para atendimento à ponta, contrata-se disponibilidade de potência e energia indistinta por todo o período contratual. Para um desenho condizente com o instrumento proposto e para uma alocação adequada de custos e riscos, o contrato deve definir o número crítico de horas e o seu período de aferição na forma apontada pela EPE.

Adicionalmente, de modo a ampliar a disponibilidade de recursos à disposição do ONS, sugere-se que na rotina de programação diária o gerador possa declarar, ao seu critério, uma disponibilidade maior do que 4 horas, sendo que apenas aquelas realmente acionadas sejam contabilizadas na sua cota anual de 120 horas.

A EPE também discute um aspecto importante sobre alocação de responsabilidade e risco na definição das horas críticas para entrega do produto, considerando a possibilidade da definição *ex-ante* (informado pelo Operador do Sistema) ou *ex-post* (por critério pré-definido pelo Operador). No primeiro modelo, o risco de definição está concentrado no Operador, já no segundo o risco é compartilhado com os agentes, que passam a otimizar a disponibilidade de acordo com o critério estabelecido. Tendo em vista o impacto da modalidade nos custos do gerador, sugere-se que os participantes do leilão apresentem propostas nas duas modalidades, *ex-ante* e *ex-post*.

Por outro lado, as diretrizes apontam para a direção correta de considerar penalidades sobre a indisponibilidade. As diretrizes definem a redução da receita mensal de 5% para cada hora indisponível, abatida apenas das indisponibilidades programadas (não as forçadas esperadas), limitado a 50% de redução da receita mensal. Para garantir a confiabilidade do recurso, as penalidades deveriam estar circunscritas ao limite de horas críticos no período de aferição da disponibilidade contratada. No entanto, deve-se embasar com maior clareza a definição das penalidades. A EPE, em sua nota técnica, observa que “o *correto dimensionamento dessas penalidades, considerando métricas e experiências internacionais de mercados de capacidade [considerando usualmente o cost of new entry (CONE)], é peça fundamental na qualidade da contratação. As penalidades são responsáveis pela ponderação da relação de compromisso entre preço e qualidade da entrega, sendo essenciais para os agentes precificarem adequadamente o risco de não entrega e, caso subdimensionadas, fazem com que o produto não entregue ao*

sistema a adequabilidade desejada.” Sugere-se esclarecer as penalidades estabelecidas com base em uma metodologia definida para o cálculo antes da realização do leilão. A metodologia poderia ainda considerar o valor da penalidade que estaria associado ao cálculo do CONE indicado pela EPE, ainda que o edital do leilão defina outro cálculo.

Outro aspecto importante das diretrizes do LRCAP é a valoração da energia gerada no período crítico pelo maior valor entre o CVU e o preço de curto prazo (atualmente o preço de liquidação de diferenças horário – PLD); e a restrição da valoração pelo PLD da energia gerada por restrição de operação da usina (*unit commitment*) para cumprir o atendimento à geração requerida no período crítico. Ou seja, a usina não faria jus aos encargos de serviço do sistema (EES) para cobrir a diferença entre o PLD e o CVU. Desta forma, a usina pode ter que operar algumas horas com remuneração inferior ao seu custo marginal para cumprir a disponibilidade – a restrição para rampa de acionamento é de uma hora e meia e desligamento é de uma hora. Se houver um limite de horas críticas a serem cumpridas, essa restrição é previsível e pode ser incorporada pelo empreendedor. Entretanto, sem limite de horas críticas e frequência de acionamentos, a regra impõe riscos não gerenciáveis ao gerador. De outro lado, a definição da remuneração das horas não-críticas poderia estar atrelada ao menor valor entre o PLD e o CVU, reduzindo custos aos consumidores pelo acionamento por *unit commitment* nos casos de o PLD estar maior do que o custo marginal da geração.

4. Aspectos sobre a Ampliação dos Recursos Habilitáveis

A EPE ainda alerta em sua Nota Técnica que apesar de “*abordar usinas termelétricas, ampliação de UHE e tecnologias de armazenamento, sob o ponto de vista técnico outras tecnologias controláveis poderiam participar deste certame*”. A minuta das diretrizes aponta para um avanço importante de considerar a ampliação de potência das hidrelétricas, mas já se poderia alcançar maior abrangência de recursos para o certame deste ano.

Uma possibilidade interessante é avaliar a inclusão na habilitação de recursos para o certame de usinas térmicas licenciadas para a autoprodução que possam disponibilizar potência ao sistema, dentro dos requisitos contratuais, através da modulação da sua carga privada. As térmicas movidas a biomassa da cana de açúcar (as quais alcançam 12,4 GW de potência instalada, segundo dados da ANEEL/SIGA), por exemplo, têm o seu período de maior disponibilidade de abril a dezembro, o que coincide com as estatísticas dos períodos de maior demanda de ponta projetados pela EPE.

Outras fontes de usinas térmicas de autoprodução também poderiam participar deste certame com potência existente, comprometendo-se a disponibilizar parcela de potência ao sistema em horas críticas através da modulação de seu consumo. Esta possibilidade se traduziria, indiretamente, na participação

da resposta da demanda no leilão de contratação de recursos para confiabilidade do sistema, prática indicada pela literatura e por experiências internacionais. Como comentado acima, o custo nivelado dos recursos contratados no primeiro LRCAP de 2021 envolveu cifras elevadas próximas ao custo do déficit, alertando para necessidade de maior contestação do custo de contratação de novos empreendimentos no contexto de sobre oferta estrutural de energia. A incorporação, ainda que de forma indireta, da resposta da demanda produziria alocações mais eficientes na presença de sinalização adequada de preço.

5. Aspectos sobre a Contratação de Termelétricas Existentes a Gás Natural

Parte expressiva do parque termelétrico a gás natural existente, o qual alcança cerca de 18,5 GW de potência instalada total, deverá enfrentar (i) o término dos contratos do Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT), assinados na época do racionamento de 2001; (ii) o término de contratos regulados de eletricidade (CCEAR); e (iii) o fim da vida útil, demandando investimentos adicionais para a sua extensão. A lista contempla 21 usinas, totalizando 9,3 GW de potência instalada que conjuntamente totalizam um consumo máximo de cerca de 50 MMm³/d.⁹ Este volume representa cerca de 50% da demanda potencial atual de gás natural da malha integrada do país.

Do total das térmicas que enfrentarão o término contratual, o término do PPT representa 30% da capacidade (27% do volume), o fim dos contratos regulados (CCEAR) representam 46% da potência (50% do volume) e o fim da vida útil 23% da potência e do volume. A malha da NTS concentra cerca de 55% da capacidade instalada e do volume máximo de consumo, da TAG cerca de 20% e da TBG cerca de 15%. Em relação ao horizonte de vencimento, aproximadamente 20% da potência e do volume já venceram em 2021, cerca de 50% vence entre 2022 e 2024 e de 30% vencerá após 2025.

Tabela 1 – Horizonte de Término de Contratos e Vida Útil do Parque Termelétrico a Gás Natural

Malha	UF	UTE	Data Saída	Motivo	Potência Inst. (MW)	Consumo Máx. Gás (Mm ³ /d)
Gás Ocidente	MT	CUIABA G CC	dez/21	Vida Útil	529,2	2.418
TSB	RS	URUGUAIANA	dez/21	Vida Útil	639,9	2.796
TBG	RS	CANOAS	dez/21	PPT	248,6	1.057
TBG	PR	ARAUCARIA	dez/21	Vida Útil	484,5	2.214
TBG	MS	W. ARJONA	dez/21	Vida Útil	177,1	1.512
TBG	MS	TRES LAGOAS	dez/23	CCEAR	350,0	2.872
TOTAL TBG					1.260,2	7.654,7
NTS	MG	JUIZ DE FORA	jan/22	PPT	87,1	520

⁹ Estudo da EPE (2021) reúne informações relevantes sobre a idade do parque termelétrico e parâmetros de indisponibilidade, para todos os combustíveis.

Malha	UF	UTE	Data Saída	Motivo	Potência Inst. (MW)	Consumo Máx. Gás (Mm ³ /d)
NTS	MG	IBIRITE	jul/22	PPT	226,0	990
NTS	RJ	SEROPEDICA	dez/23	CCEAR	385,9	2.221
NTS	RJ	NORTEFLU	mar/24	PPT	826,8	4119
NTS	RJ	TERMORIO	dez/24	CCEAR	1.036,0	5.174
NTS	SP	N.PIRATINING	dez/24	PPT	572,1	2.836
NTS	RJ	TERMOMACAE	dez/25	CCEAR	928,7	5409
NTS	RJ	ST.CRUZ NOVA	dez/26	CCEAR	500,0	2.160
NTS	RJ	BAIXADA FLU	dez/33	CCEAR	530,0	2.385
Total NTS					5.092,6	25.814,0
TAG	CE	FORTALEZA	dez/23	PPT	326,6	1659
TAG	BA	TERMOBAHIA	fev/24	CCEAR	185,9	1.376
TAG	PE	TERMOPE	mai/24	PPT	532,8	2.143
TAG	CE	TERMOCEARA	dez/24	CCEAR	223,0	1.588
TAG	ES	LINHARES	dez/25	CCEAR	204,0	1.155
TAG	RN	VALE DO ACU	set/28	Vida Útil	367,9	2.336
Total TAG					1.840,2	10.257,0
TOTAL					9.362,1	48.940,5

Fonte: FGV CERJ com dados da EPE (2022) e MME (2023)

Essas usinas estão conectadas à malha de transporte de gás natural, ao contrário da maior parte das termelétricas contratadas na última década que estão isoladas sem interligação com a malha de transporte – com suprimento direto dos campos de produção (caso emblemático do Complexo de Parnaíba no Maranhão) ou através de terminais de regaseificação.

Atualmente, todas as térmicas contratadas que estão interligadas na malha de transporte remuneram a rede considerando a sua plena disponibilidade de geração e utilização da capacidade de transporte – isto é, 100% de *ship-or-pay*. As usinas contribuem para a remuneração da infraestrutura da rede de transporte, ainda que a geração seja incerta e variável e não dependa dos geradores, pois está sujeita às decisões do Operador Nacional do Sistema (ONS).

A descontração das térmicas supridas pela malha de transporte acende um alerta sobre a forma da sua recontração. A remuneração da disponibilidade para o transporte de gás é tão relevante quanto para o setor elétrico. O LRCAP é um instrumento importante para viabilizar a permanência dos ativos na rede elétrica. Para a malha de transporte de gás, a descontração das térmicas e a incerteza do montante e da frequência de utilização apontam para contratação da capacidade de movimentação de forma variável, quando for utilizada – ainda que as tarifas de curto prazo sejam mais onerosas – como forma de reequilibrar a competitividade vis-à-vis às opções de projetos não interligados à malha.

Discute-se, ainda, alternativas híbridas, com tarifas com reduzido componente fixo e elevado componente variável que acompanharia o nível de geração, *pari passu* com a remuneração da receita variável das térmicas.

A descontração reduzirá, portanto, a previsibilidade da receita de importante parcela de demanda para a malha integrada de gás natural, com efeitos de aumento e/ou variabilidade das tarifas percebidas pelos demais segmentos (sobretudo o industrial). A questão requer atenção e rápida resolução para evitar investimentos ineficientes voltados para soluções de desconexão de ativos que já estão integrados na rede e incerteza ainda maior na evolução das tarifas de transporte. A solução reside na esfera de política energética e compreensão da remuneração de ativos de forma integrada e estratégica. A reforma do gás natural está centrada na comercialização na malha integrada para construção de um mercado nacional atacadista de gás natural, o que requer garantir carregamento de volume na rede e remuneração adequada da disponibilidade da capacidade de transporte. Os incentivos devem ser construídos para permanência dos ativos já conectados e para interligação de ativos que estão próximos à infraestrutura existente.

