

AGÊNCIA DE REGULAÇÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS - ARSP
GERÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA E TARIFÁRIA - GET

NOTA TÉCNICA ARSP/GET Nº 002/2026

PROCESSO: 2025-ZNBMF

I. DO OBJETO

A presente Nota Técnica dispõe sobre a tabela tarifária para o segmento termoeletrico apresentada pela concessionária ES Gás, por meio da Carta ES GAS/DAC/GREG Nº 133/2025, considerando também, as contribuições recebidas na Tomada de Subsídios ARSP 002/2025, avaliadas no presente documento.

II. DOS FUNDAMENTOS LEGAIS, REGULAMENTARES E CONTRATUAIS

Segundo definição do contrato de concessão de concessão para exploração do serviço público de distribuição de gás canalizado celebrado entre o Estado do Espírito Santo e a Companhia de Gás do Espírito Santo (ES GÁS), em sua cláusula 1.1, XLIX:

XLIX - SEGMENTO TERMOELÉTRICO: segmento de usuários que utiliza o GÁS em usinas exclusivamente para produção de energia elétrica;

O mesmo instrumento também dispõe sobre o segmento termoeletrico:

2.4.2. A margem dos USUÁRIOS do SEGMENTO TERMOELÉTRICO observará as regras do(s) contrato(s) que se encontra(m) em vigor na data do início da eficácia deste CONTRATO e dos REGULAMENTOS.

(...)

2.6. A partir do cálculo da MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO, a CONCESSIONÁRIA deverá apresentar para aprovação do REGULADOR a Tabela de Tarifas para os diferentes segmentos dos USUÁRIOS.

2.6.1. A ESTRUTURA TARIFÁRIA será definida pelo REGULADOR.

Nota do Anexo IV. O SEGMENTO TERMOELÉTRICO tem uma tabela específica, que segue metodologia própria.

III. CONTEXTUALIZAÇÃO

O contrato de concessão em vigor desde julho de 2020, estabeleceu em seu Anexo I, item 2.4.2, anteriormente transcrito, a observação das regras dos contratos vigentes para o segmento

termoelétrico. Já nos itens 2.6 e 2.6.1 determinou que a concessionária deve apresentar as tabelas de tarifas de todos os segmentos de usuários para aprovação do Regulador, que tem a função de defini-las.

A tabela de tarifas que vigorou para o segmento termoelétrico foi atualizada em maio de 2025, atendendo aos respectivos contratos. Diante da finalização da vigência desses contratos, fez-se necessário o estabelecimento de nova estrutura tarifária para o segmento a partir do ano de 2026, para o qual estão previstos os Leilões de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP).

O objetivo dos leilões de Reserva de Capacidade é garantir o fornecimento contínuo de energia elétrica, contratando projetos de usinas que fiquem à disposição para gerar energia quando o Sistema Interligado Nacional (SIN) precisar, mesmo em períodos de demanda extrema ou baixa de fontes renováveis.

Serão realizados dois leilões: o primeiro leilão, agendado para 18 de março de 2026, será destinado à contratação de usinas termelétricas (UTES) a gás natural e carvão mineral, além de usinas hidrelétricas (UHEs). Já o segundo, previsto para 20 de março, contemplará UTES movidas a óleo combustível, óleo diesel e biodiesel. As diretrizes para esses leilões já foram publicadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) por meio das Portarias Normativas MME nº 118 e 119/2025. O leilão de reserva de capacidade estava previsto para ocorrer em 2025, mas foi adiado para março de 2026.

Nos casos das UTES a gás natural e/ou a biogás/biometano, o valor pago pela tarifa de distribuição de gás é um dos componentes no custo dos empreendimentos que desejam participar dos leilões, razão que reforça a necessidade de defini-las.

Vale ressaltar ainda, que o segmento termoelétrico apresenta características operacionais específicas, marcadas por elevada intermitência, imprevisibilidade de despacho e forte dependência de sinais de preço que permitam a sua participação eficiente no mercado de energia. Nesse contexto, a definição de uma margem média adequada e de uma estrutura tarifária compatível é fundamental para garantir previsibilidade de receita à concessionária de distribuição de gás canalizado e, simultaneamente, assegurar competitividade às usinas termoelétricas.

Isto posto, em atendimento ao disposto no item 2.6, do Anexo I do Contrato de Concessão, a concessionária ES Gás apresentou proposta preliminar que busca atender a esses objetivos, sugerindo uma **tarifa binômia** composta por uma parcela de reserva de capacidade (PRC) e uma parcela de uso de capacidade (PUC). Após análise prévia da proposta, a ARSP optou por promover uma Tomada de Subsídios sobre o tema, disponibilizada à sociedade pelo prazo de 40 (quarenta) dias, acompanhada de questionário, regulamento e nota técnica sobre o assunto. A realização da Tomada de Subsídios ARSP 002/2025 possibilitou a participação social mediante o recebimento contribuições dos agentes do setor e demais interessados, que subsidiaram a ARSP em sua avaliação sobre a adequação da estrutura tarifária e determinação das tarifas aplicáveis ao segmento termoelétrico.

IV. PROPOSTA DA CONCESSIONÁRIA - ES GÁS

A concessionária propôs uma estrutura tarifária binômia baseada em:

- Parcela de Reserva de Capacidade – PRC (componente fixa): Remunera a disponibilidade da infraestrutura, calculada por m³/mês sobre a capacidade contratada.
- Parcela de Uso de Capacidade – PUC (componente variável): Incide sobre o volume efetivamente consumido, refletindo o uso real do sistema.

Considera ainda, aspectos temporais para aplicação. A concessionária argumenta que a diferenciação por prazo contratual proporcionaria flexibilidade e aderência aos custos projetados.

Dessa forma, a proposição da Tabela Tarifária para o segmento termoeletrico seria conforme abaixo:

a) Segmento termoeletrico – Vigência maior que 01 ano e inferior a 10 anos.

Classe	Valor Mensal	Parcela de Reserva de Capacidade – PRC unitaria	Parcela de Uso de Capacidade - PUC unitaria
	m ³	(R\$/m ³) - Aplicavel à Capacidade Mensal	(R\$/m ³)
1		0,0200	0,0600

b) Segmento termoeletrico – Vigência maior ou igual a 10 anos.

Classe	Valor Mensal	Parcela de Reserva de Capacidade - PRC unitaria	Parcela de Uso de Capacidade - PUC unitaria
	m ³	(R\$/m ³) - Aplicavel à Capacidade Mensal	(R\$/m ³)
1		0,0100	0,0600

1. Tabela (a) para contratos com vigência maior que 01 ano e inferior a 10 anos e Tabela (b) para contratos com vigência maior ou igual a 10.
2. Parcela de Reserva de Capacidade - PRC: para cada mês, corresponde à Capacidade mensal contratada (Capacidade diária contratada x 30) multiplicada pela Parcela de Reserva de Capacidade (PRC) unitária.
3. Parcela de Uso de Capacidade - PUC: para cada mês, corresponde ao volume mensal distribuído x PUC unitária.
4. Tabelas tarifárias sujeitas a reajustes anuais, no primeiro dia de agosto, pelo índice previsto no Contrato de Concessão.
5. As tabelas não estarão sujeitas às revisões tarifárias durante a vigência dos contratos assinados com cada usuário.
6. Os valores do PRC e PUC não incluem o Custo do Gás.
7. Para o mercado cativo, o Custo do Gás será calculado e publicado pela Agência em conformidade à Resolução ARSP 061, 29 de março de 2023, ou outras que venham a substituí-la, e somado à PUC.

8. Para o mercado livre, a TUSD-Gás é igual à margem de distribuição, conforme tabelas acima.

9. Tributos: serão aplicados conforme legislação vigente.

V. DAS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

No âmbito da Tomada de Subsídio 002/2025, para subsidiar o aperfeiçoamento da metodologia e da tabela tarifária aplicáveis ao segmento termoeletrico (conforme apresentado na Nota Técnica ARSP/GET nº 017/2025), foram identificadas contribuições de cinco agentes: ABRACE Energia; Companhia de Gás do Espírito Santo - ES Gás; Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - IBP; Eneva e uma manifestação sem identificação no extrato do formulário.

Quanto ao nível de participação por ponto (1 a 7), observa-se que ABRACE Energia respondeu aos 7 pontos, defendendo a adequação da tarifa binômica (PRC+PUC) e apoiando expressamente a eliminação da diferenciação tarifária por prazo contratual, por razões de isonomia e coerência regulatória. Notam-se que os pontos se referem a cada questionamento realizado durante o instrumento de participação social, mostrados na tabela 1.

A entidade também demandou maior fundamentação técnico-metodológica para o parâmetro de referência (70% da receita na PRC), além de alertar riscos de distorções e subsídios cruzados entre o segmento termoeletrico e os restantes.

A ES Gás também contribui nos 7 pontos. A concessionária apresentou uma contribuição alinhada ao entendimento de que a tarifa binômica é adequada, porém sustentou que a diferenciação por prazo contratual (e por perfis “firmes” vs. “merchant”) podem ser instrumentos regulatórios legítimos para sinalização econômica e de previsibilidade, defendendo que isonomia não se confunde com uniformidade absoluta e invocando premissas contratuais/regulatórias para justificar tratamentos distintos. A concessionária também propôs a discussão de subsegmento “merchant”. Por ora, não considerado, uma vez que não estava contemplado na proposta inicial.

O IBP participou principalmente em 6 pontos, com posicionamento geral mais crítico à incidência de componente fixo (PRC) em função da intermitência e variabilidade do despacho termoeletrico, argumentando que a PRC pode penalizar projetos e reduzir sua viabilidade.

No ponto relativo à diferenciação por prazo, o Instituto defendeu a eliminação da diferenciação por entender que ela aumentaria custos para determinados horizontes de contratação e não se compatibilizaria com os modelos de negócio esperados. No conjunto, sugeriu alternativas inspiradas em lógicas do transporte (p.ex. multiplicadores associados ao despacho) e destacou preocupação com perda de competitividade.

Por sua vez, a Eneva (documento próprio da Tomada de Subsídio ARSP nº 002/2025) respondeu aos 7 pontos, defendendo a adoção de tarifa binômica com composição mais equilibrada entre PRC e PUC e, de forma explícita, posicionando-se contra a diferenciação tarifária por duração do contrato, por entender que compromete isonomia, cria incentivos

assimétricos e interfere na neutralidade regulatória em um contexto em que o despacho é centralizado (ONS).

Além disso, apontou efeitos da simplificação excessiva das faixas (perda de ganhos de escala) e propôs alternativas como faixas regulatórias para a participação da PRC (referindo patamares bem inferiores a 70%), bem como mecanismos para mitigar variações abruptas, condicionando eventual implementação à abertura de discussão regulatória específica.

Por fim, registra-se uma contribuição sem identificação, com participação restrita a 2 pontos, defendendo que a diferenciação da PRC por duração contratual poderia ser tecnicamente justificável como sinal econômico e instrumento de alocação de riscos e o emprego de critérios técnicos objetivos para definir o PRC.

Tabela 1: Resumo das contribuições por agente

Consulta	Agentes				
	ABRACE Energia	Anônimo	ESGás	IBP	ENEVA
1 A adoção de tarifa binômia (PRC + PUC) é adequada para atender às especificidades do segmento termoeletrico?	X		X	X	X
2 A eliminação da diferenciação por prazo contratual promove maior isonomia entre usinas? Quais os impactos esperados?	X	X	X	X	X
3 Uma recomendação de que ao menos 70% da receita derivem da PRC é apropriada para garantir estabilidade financeira da distribuidora?	X	X	X	X	X
4 Existem alternativas para estabelecer a proporção entre PRC e PUC que possam equilibrar previsibilidade e eficiência econômica?	X		X	X	X
5 Há outros parâmetros que deveriam ser considerados na formação das tarifas aplicáveis ao segmento?	X			X	X
6 Quais aprimoramentos julga pertinentes acerca da metodologia apresentada?	X		X		X
7 Quais os impactos esperados dessa estrutura sobre a competitividade das usinas termoeletricas que potencialmente atuarão no Estado?	X		X	X	X

VI. ANÁLISE DAS CONTRIBUIÇÕES E CONSIDERAÇÕES ARSP

A seguir, apresentamos um resumo das contribuições feitas pelos agentes participantes da tomada de subsídios. O resumo é apresentado por ponto específico de consulta e, posteriormente, é indicada a manifestação da ARSP.

Ponto 1: A adoção de tarifa binômica (PRC + PUC) é adequada para atender às especificidades do segmento termoeletrico?

Resumo das contribuições

A maioria dos agentes participantes da tomada de subsídios consideram adequada a adoção da tarifa binômica composta pelos encargos: i) PRC: Parcela de capacidade e ii) PUC: Parcela de uso.

ABRACE indica que a estrutura tarifária binômica é coincidente com a adotada para os demais segmentos de usuários do estado do Espírito Santo.

ES Gás ressalta que a estrutura binomial é adequada porque combina dois componentes que refletem as características do segmento: a infraestrutura requerida e o consumo efetivo.

ENEVA também considera positiva a estrutura binomial, mas solicita uma adequada alocação da composição tarifária entre a parcela fixa (PRC) e a parcela variável (PUC), já que uma estrutura tarifária excessivamente concentrada na parcela fixa pode resultar em ônus desproporcional ao gerador, quando ele não tem despacho.

O IBP é o único agente que se opõe já que considera que a aplicação da Parcela de Reserva de Capacidade (PRC) penaliza o projeto ao acrescentar um custo fixo na composição de custos da usina.

Considerações ARSP

A partir da recepção positiva da proposta, ARSP considera adequada a adoção da tarifa binômica com parcela de reserva de capacidade (PRC) e parcela de uso da capacidade (PUC). A estrutura tarifária com duas parcelas reflete melhor a estrutura necessária para promover os investimentos em infraestrutura de rede e ligação de usuário, bem como cobrir os custos operacionais, entre outros, associados à prestação do serviço de distribuição de gás canalizado para atendimento aos usuários do segmento termoeletrico.

Também se ressalta que a incorporação da parcela de reserva de capacidade gera mais previsibilidade na receita da concessionária e na fatura do usuário termoeletrico.

Ponto 2: A eliminação da diferenciação por prazo contratual promove maior isonomia entre usinas? Quais os impactos esperados?

Resumo das contribuições

Neste ponto não há consenso. ABRACE, IBP e ENEVA promovem a eliminação da diferenciação por prazo contratual, mas ES Gás e o outro agente (Anônimo) consideram adequada sua manutenção.

ENEVA considera não recomendável a manutenção de diferenciação tarifária baseada exclusivamente na duração do contrato, sob pena de comprometer princípios regulatórios. ENEVA considera que a adoção de valores tarifários distintos em função de prazos contratuais, reduz a isonomia entre agentes e cria incentivos assimétricos. A ABRACE também coincide com essa posição, indicando que a eliminação da diferenciação tarifária por prazo contratual

promove maior isonomia entre as usinas termoeletricas e está alinhada aos princípios que regem a regulação tarifária.

O IBP também apoia a eliminação da diferenciação do prazo, apresentando que como resultado dos diferentes modelos de negócio propostos, o custo das usinas apenas aumenta no modelo com prazo menor, entre 1 e 10 anos.

Já outro agente considera a diferenciação um instrumento econômico-regulatório adequado e consistente com os princípios de eficiência, modicidade tarifária e adequada alocação de custos no serviço de distribuição de gás natural justificando que os contratos de maior duração culminam na redução de uma possível ociosidade dos ativos por mais tempo, aumenta a previsibilidade de receita da distribuidora e mitiga a necessidade de repasse desses custos a outros usuários da rede.

A ES Gás também corrobora com esta última posição, indicando que a retirada da diferenciação por prazo introduz distorções regulatórias relevantes e um sinal econômico que leva a comportamentos oportunistas ou artificiais de contratação e/ou despacho.

Considerações ARSP

A ARSP entende que o mecanismo de tarifas diferenciadas em função da duração dos contratos de serviço não se mostra adequado, nem recomendável do ponto de vista regulatório.

A diferenciação tarifária baseada exclusivamente no prazo contratual implica tratamento desigual entre usuários que se encontram em condições equivalentes de acesso e utilização da rede de distribuição. Usuários termoeletricos que fazem uso da mesma infraestrutura, impõem custos semelhantes ao sistema e recebem o mesmo serviço regulado, passariam a suportar encargos tarifários distintos em razão de um critério de prazo contratual, o que contraria o princípio da isonomia, amplamente adotado na regulação de serviços públicos, segundo o qual tarifas devem refletir custos e condições objetivas de prestação do serviço.

Além disso, a adoção de tal diferenciação introduz incentivos assimétricos entre os agentes do segmento termoeletrico, influenciando decisões contratuais, que deveriam decorrer de estratégias operacionais, comerciais ou de mercado.

Sob a ótica normativa, verifica-se que o critério proposto não encontra aderência às premissas regulatórias estabelecidas na NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET nº 07/2025, que orienta a definição da estrutura tarifária com base em critérios como simplicidade, transparência, previsibilidade e não discriminação. A introdução de diferenciação tarifária por prazo contratual representa um afastamento dessas diretrizes, ao incorporar um elemento que não guarda relação direta com os custos regulatórios reconhecidos nem com o uso efetivo da infraestrutura de distribuição de gás canalizado.

Cumprido destacar, ainda, que o contrato de concessão do serviço público de distribuição de gás canalizado no Estado do Espírito Santo não prevê a aplicação de tarifas reguladas diferenciadas em função da duração dos contratos firmados com os usuários. A adoção de um critério não explicitamente previsto no instrumento concessório pode suscitar questionamentos quanto à sua compatibilidade com o marco contratual e regulatório vigente, além de gerar insegurança jurídica para os agentes regulados.

No que se refere ao argumento apresentado pela concessionária no sentido de que contratos de maior duração reduziriam o risco de ociosidade dos ativos e aumentariam a previsibilidade de receitas, entende-se que tal justificativa não se sustenta no modelo tarifário atualmente aplicado.

Dessa forma, enquanto os ativos estiverem em operação e devidamente incorporados à base de remuneração regulatória, a concessionária será remunerada por meio das tarifas aprovadas, não havendo risco relevante de impacto do equilíbrio econômico-financeiro que justifique a alocação diferenciada de custos ao segmento termoeletrico em função da duração dos contratos.

O prazo de recuperação dos investimentos feitos pela concessionária é definido na vida útil regulatória e muda pelo tipo de ativo e não pela duração do contrato de prestação de serviço.

Diante do exposto, conclui-se que a proposta de diferenciação tarifária por prazo contratual não atende aos princípios de isonomia, neutralidade, coerência regulatória e segurança jurídica, razão pela qual recomenda-se sua exclusão da estrutura tarifária aplicável ao segmento termoeletrico no âmbito da presente proposta tarifária.

Ponto 3: Uma recomendação de que ao menos 70% da receita derivem da PRC é apropriada para garantir estabilidade financeira da distribuidora?

Resumo das contribuições

No ponto 3, a ABRACE Energia afirma que a definição da proporção PRC/PUC deveria decorrer de avaliação objetiva da estrutura real de custos da distribuidora e aponta ausência de detalhamento, na Nota Técnica, sobre composição das parcelas e vínculo com os valores propostos, concluindo que o percentual carece de fundamentação técnica e justificativa regulatória; por isso, entende imprescindível que a ARSP apresente a composição detalhada de custos fixos e variáveis antes de fixar qualquer proporção.

No mesmo bloco argumentativo, a ABRACE ressalta a baixa previsibilidade de despacho/consumo para geradores e indica que a adequada alocação do custo de atendimento deveria observar a lógica de reserva de capacidade (apontando, inclusive, diretriz de reserva de capacidade no transporte para o agente termoeletrico), reforçando a necessidade de coerência econômica na sinalização de capacidade.

A ES Gás, por sua vez, sustenta que a predominância da PRC assegura estabilidade financeira, remunerando a disponibilidade da infraestrutura, independentemente da volatilidade do despacho das usinas.

O IBP adota uma posição mais restritiva e considera prejudicial estabelecer uma parcela fixa explícita. Segundo seu entendimento, “não deve haver parcela de reserva de capacidade”, o que implica rejeição direta à recomendação de concentração da receita na PRC.

A contribuição da Eneva também rejeita a recomendação de 70% em PRC, argumentando que a própria estrutura historicamente adotada e as propostas em discussão indicam preferência por modelos em que a remuneração esteja majoritariamente vinculada ao uso (PUC). Uma

mudança abrupta e “agressiva” para o patamar de 70% tenderia a gerar assimetrias de informação e insegurança regulatória.

Como recomendação ENEVA, propõe participação mínima da parcela fixa em torno de 15% da receita total, limitada, contudo, a um máximo de 20%.

Considerações ARSP

No âmbito da Tomada de Subsídios em curso, a ARSP reconhece como pertinente a contribuição apresentada pela ABRACE Energia quanto à necessidade de maior sustentação técnica para a recomendação de que, no segmento termoeletrico, ao menos 70% da receita decorra da Parcela de Reserva de Capacidade (PRC). De fato, sob a ótica regulatória, a definição da ponderação entre PRC e PUC deve buscar aderência à estrutura de custos e à adequada sinalização econômica. Contudo, ressalta-se que, dadas as características matriciais e compartilhadas da rede de distribuição de gás, existe limitação para a identificação precisa da natureza dos custos especificamente imputáveis ao segmento termoeletrico, uma vez que (i) não é trivial isolar a infraestrutura “utilizada” pelos usuários desse segmento da concessão e (ii) os custos operacionais e de manutenção tendem a ser incorridos de forma conjunta e difusa.

Nesse contexto, e considerando a necessidade de preservar consistência metodológica e previsibilidade regulatória, ao submeter ao processo de participação social, adotou-se a ponderação proposta como referência para a estrutura tarifária, sem prejuízo de futuros aprimoramentos na medida em que se avance na produção de informação e em metodologias de custeio mais granulares.

Um ponto a indicar que a relação 70%/30% reflete a estrutura de custos totais da concessionária para o segundo ciclo tarifário. Da avaliação dos valores aprovados no processo de revisão tarifária ordinária para o 2º ciclo tarifário, a concessionária apresenta um percentual de 72% de custos de natureza fixa considerando a remuneração e depreciação dos investimentos e os impostos. O restante 28% corresponde a custos de natureza variável considerando 100% dos custos de operação e manutenção.

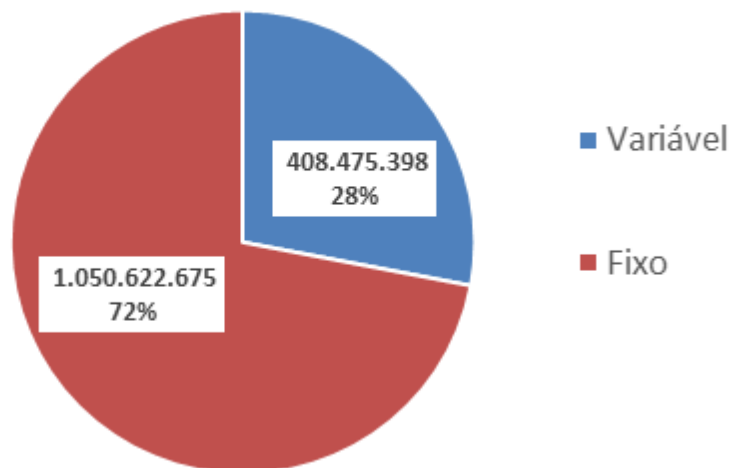
Tabela 2: Estrutura de custo da concessionária para o 2º ciclo tarifário.

(Fonte: Margem média ESGás 2º ciclo tarifário - pós CP)

Tipo de custo		VP	%
Variável	[R\$ 04/25]	408.475.398	28%
Fixo	[R\$ 04/25]	1.050.622.675	72%
TOTAL	[R\$ 04/25]	1.459.098.073	

Figura 1: Estrutura de custos da concessionária no 2º ciclo tarifário (Fonte: Margem média ESGás 2º ciclo tarifário - pós CP)

VP Custos Fixo/Variável [R\$]



Considerando esses valores a ponderação proposta resulta razoável e alinhada com a estrutura de custos da concessionária.

Adicionalmente, quanto à sugestão da ENEVA, uma participação substancialmente menor da PRC (em torno de 15%–20%), é válida se houver ganhos de escala. Contudo, registra-se que as concessionárias de distribuição de gás natural possuem um perfil de custos predominantemente fixos associados aos investimentos de rede. A metodologia proposta no presente processo tem, justamente, como um de seus objetivos revisar e reduzir a predominância do componente de receita variável (PUC), de modo a mitigar a elevada exposição da distribuidora à volatilidade de consumo/despacho e reforçar a sinalização econômica associada à disponibilidade da infraestrutura.

Embora o percentual distributivo esteja compatível com a atual estrutura geral da concessão, a ARSP buscou reduzir esta proporcionalidade, com vistas a trazer maior competitividade para os empreendimentos termelétricos que participam do processo do LRCAP 2026, com projetos para o Espírito Santo. Dessa forma, busca atender parcialmente ao disposto na contribuição da ENEVA.

Ponto 4: Existem alternativas para estabelecer a proporção entre PRC e PUC que possam equilibrar previsibilidade e eficiência econômica?

Resumo das contribuições

Neste ponto, ABRACE Energia indica que a melhor alocação do custo de atendimento é pelo pagamento da reserva de capacidade do sistema de distribuição. Também indica que essa premissa está sendo seguida pelo sistema de transporte, uma vez que a Portaria MME nº 118, de 23 de outubro de 2025, que define as diretrizes do leilão, define que o agente termelétrico deve reservar capacidade no sistema de transporte e, conseqüentemente, remunerar o transportador.

A ES Gás defende que a estrutura proposta pela agência reguladora seria a alternativa metodológica mais adequada por ter sido utilizada nos cálculos da Revisão Tarifária, destacando que alterações significativas precisariam garantir a LBST do segundo ciclo e não poderiam gerar sinais econômicos inconsistentes, sob pena de reduzir previsibilidade e aumentar complexidade regulatória.

A Eneva propõe alternativa baseada em faixas regulatórias e calibragem dentro de parâmetros aderentes à prática histórica, reiterando preferência por estrutura com predominância da PUC e limitação de PRC a patamares moderados (15%–20%).

Considerações ARSP

No geral, a resposta emitida para o ponto 3 pode ser considerada para manifestação do ponto 4. No entanto, considerando a proposta da ENEVA com base em faixas regulatórias, buscou-se trazer esta ponderação com base na capacidade contratada mensalmente, permitindo ganho de escala, uma vez que, para as Capacidades Diárias Contratadas (CDC) menores de 1 milhão de m³ a proporção fica no patamar de 28%. Para as CDCs maiores de 2 milhões de m³ a proporção fica entre 9% e 15%.

Ponto 5: Há outros parâmetros que deveriam ser considerados na formação das tarifas aplicáveis ao segmento?

Resumo das contribuições

A ABRACE Energia não propõe um “novo parâmetro” específico, mas sustenta que a ARSP deveria priorizar o aperfeiçoamento e a justificativa técnica dos parâmetros já propostos, pois, na sua avaliação, os valores apresentados pela ES Gás (em especial a PRC) carecem de racional metodológico e podem induzir subsídios cruzados entre classes.

A ES Gás afirma que não identifica parâmetros adicionais necessários, por entender que os critérios já contemplam as características do segmento, ainda assim, propõe como aprimoramento metodológico que a regulação incorpore subsegmentos dentro do segmento termoeletrico, separando usinas com contratos “firmes” de usinas *Merchant* (operação por oportunidade, sem contratos firmes/lastro), defendendo que esse recorte reduz distorções e melhora a alocação de custos.

O IBP sugere que, a exemplo do transporte, poderia ser avaliada a aplicação de multiplicadores sobre valores de contratação de demanda conforme o despacho demandado, mas ressalva que metodologia e valores deveriam ser objeto de consulta e audiência públicas independentes.

Considerações ARSP

Em resposta ao comentário da ABRACE Energia, a ARSP indica que o objeto do procedimento participativo é precisamente aperfeiçoar a metodologia tarifária proposta, à luz das contribuições recebidas dos agentes setoriais, conferindo maior robustez técnica, transparência e aderência regulatória à estrutura tarifária aplicável ao segmento termoeletrico.

Quanto à sugestão enviada pela ES Gás, de criação de um subsegmento tarifário no segmento termoeletrico (a proposta da concessionária é distinguir entre perfis “firmes” e “merchant”), a

ARSP reconhece tratar-se de proposição tecnicamente interessante, na medida em que pode contribuir para maior aderência entre perfis de utilização da rede, alocação de custos e sinalização econômica. Todavia, entende-se que eventual instituição de subsegmento tarifário deve ocorrer no marco do Processo de Revisão Tarifária Ordinária (RTO), uma vez que tal definição pressupõe a avaliação do Plano de Negócios, com identificação explícita do mercado-alvo e, sobretudo, a projeção de demanda segregada para o subsegmento proposto, permitindo calibrar adequadamente os parâmetros tarifários e mitigar riscos de inconsistências de receita. No Plano de Negócios apresentado pela ES Gás e submetido ao processo de revisão tarifária ordinária, a concessionária projetou demanda associada a uma única central termoeletrica, sem explicitar o respectivo enquadramento (“firme” ou “merchant”) e sem apresentar projeção específica ou justificativa para um eventual subsegmento na ocasião. Diante dessa limitação de informação e de lastro prospectivo, não se recomenda, a incorporação imediata de um subsegmento tarifário. Registra-se, contudo, que o tema poderá ser considerado e avaliado com maior profundidade em processos de revisão tarifários futuros, quando houver base técnica e prospectiva adequada, inclusive com a participação dos demais agentes, sem, contudo, causar distorção na tabela apresentada no item VII desta Nota Técnica.

Ponto 6: Quais aprimoramentos julga pertinentes acerca da metodologia apresentada?

Resumo das contribuições

A ABRACE sugere maior discussão e revisão do desenho proposto, com atenção ao dimensionamento adequado da parcela fixa, eliminação de diferenciações injustificadas entre usuários termoeletricos e alinhamento da estrutura do segmento àquela já praticada para demais usuários.

Por sua vez, a ES Gás reforça a defesa de um tratamento específico para o subsegmento denominado pela própria concessionária na tomada de subsídios de “merchant”, inclusive indicando como possibilidade uma estrutura sem termo fixo/PRC e com tarifa variável (PUC) para esse perfil, como forma de compatibilizar operação por oportunidade, com a remuneração da infraestrutura e preservar estabilidade econômico-financeira e neutralidade regulatória.

Considerações ARSP

As contribuições apresentadas neste item, embora relevantes, não introduzem elementos substantivamente novos em relação ao debate já estabelecido nos pontos anteriores. Em síntese, os temas mencionados pelos agentes, tais como ajustes na composição e calibragem das parcelas tarifárias (PRC/PUC), critérios de isonomia e neutralidade, segmentação de perfis de usuários e mecanismos de previsibilidade/modicidade, já foram objeto de análise e encaminhamento nos quesitos precedentes desta mesma Tomada de Subsídios.

Dessa forma, a ARSP considera que as manifestações do ponto 6 reforçam e reiteram argumentos já discutidos, consolidando as avaliações e decisões nos itens correspondentes anteriormente abordados, preservando a coerência metodológica e a consistência das respostas no âmbito do presente processo participativo.

Ponto 7: Quais os impactos esperados dessa estrutura sobre a competitividade das usinas termoeletricas que potencialmente atuarão no Estado?

Resumo das contribuições

No ponto 7, a ABRACE registra que as térmicas presentes no estado que participarão do LRCAP, teriam sido contratadas em leilões anteriores e, portanto, sob a ótica econômica, o capital fixo já estaria amortizado. A partir dessa premissa entende que não se deveria reduzir artificialmente o custo de distribuição para aumentar competitividade desses empreendimentos, recomendando, ao contrário, a definição de uma “tarifa justa” que busque competitividade para todos os usuários.

A ES Gás afirma que manter a diferenciação por prazo contratual não compromete a competitividade, pois os custos e riscos de perfis contratuais distintos seriam internalizados e a coerência metodológica reforçaria previsibilidade e ambiente favorável à atração de investimentos.

Já o IBP alerta para potencial perda de competitividade dos projetos, com possíveis impactos negativos aos interesses do Estado, associando essa preocupação ao desenho metodológico e ao risco de oneração inadequada do segmento.

Considerações ARSP

A eventual perda de competitividade do segmento termoeletrico mencionado neste ponto pelo IBP, constitui uma preocupação legítima, compartilhada tanto pela ARSP quanto pela concessionária, na medida em que pode afetar a atratividade do mercado, a utilização eficiente da rede de distribuição e a competitividade dos restantes segmentos (não termoeletricos).

Além disso, ressalta-se que a definição das tarifas do segmento termoeletrico deve observar, prioritariamente, os parâmetros regulatórios estabelecidos no Processo de Revisão Tarifária Ordinária, em especial o Lucro Bruto do Segmento Termoeletrico (LBST) do Segundo Ciclo Tarifário (como também indicado pela ES Gás na contribuição do ponto 1), e a demanda aprovada no Plano de Negócios desse ciclo.

Assim, eventuais considerações concorrenciais deverão ser tratadas no marco metodológico vigente, sem afastamento dos critérios de remuneração e de projeção de mercado que fundamentam a estrutura tarifária regulada.

VII. DA TABELA DE TARIFAS DO SEGMENTO TERMOELÉTRICO

Feitas as análises e considerações sobre as contribuições recebidas na referida Tomada de Subsídios, chegou-se ao modelo apresentado abaixo:

Classe	CDC (m ³ /dia)		PARCELA DE RESERVA DE CAPACIDADE - PRC	PARCELA DE USO DE CAPACIDADE - PUC
	Min	Max	(R\$/m ³)	(R\$/m ³)
1	-	1.000.000	0,0200	0,05
2	1.000.001	2.000.000	0,0100	
3	2.000.001	4.000.000	0,0085	
4	4.000.001	∞	0,0050	

1. Tabela referente ao segmento termoeletrico com contratos firmes de capacidade e/ou despacho com contrato regulado e/ou lastro (“termoeletricas firmes”).
2. Faturamento por classe, não sendo permitido o empilhamento entre projetos diferentes.
3. Faturamento mensal corresponde ao somatório da Parcela de Reserva de Capacidade – PRC e Parcela de Uso de Capacidade – PUC, calculados conforme itens 4 e 5, a seguir, além da aplicação dos tributos vigentes.
4. Parcela de Reserva de Capacidade - PRC: corresponde ao CDC x nº de dias do mês x PRC (em R\$/m³) da classe correspondente.
5. Parcela de Uso de Capacidade - PUC: corresponde ao volume mensal distribuído x PUC (em R\$/m³).
6. Tabelas tarifárias sujeitas a reajustes anuais, válidos a partir de 1º de agosto de cada ano, pelo Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM), divulgado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), conforme previsto no Contrato de Concessão. Excepcionalmente, o primeiro reajuste ocorrerá em 2027, considerando o período decorrido entre o mês de publicação desta tabela até o antepenúltimo mês anterior ao reajuste, sendo o índice divulgado no penúltimo mês antes da vigência do reajuste, ou, ocorrendo a descontinuidade, aquele que vier sucedê-lo. Os demais reajustes considerarão 12 meses completos.
7. As tabelas não estarão sujeitas às revisões tarifárias durante a vigência dos contratos assinados com cada usuário, mas tão somente aos reajustes anuais conforme item 6.
8. Os valores do PRC e PUC não incluem o Custo do Gás.
9. Para o mercado cativo, o Custo do Gás será calculado e publicado pela Agência em conformidade à Resolução ARSP 061, 29 de março de 2023, ou outras que venham a substituí-la e/ou alterá-la, e somado à PUC.
10. Para o mercado livre, o custo do gás é de responsabilidade do agente livre de mercado e a TUSD-Gás é igual à margem de distribuição, calculada conforme tabela do segmento termoeletrico que estiver em vigor.
11. Tributos: serão aplicados conforme legislação vigente.

Além da inclusão de classes atreladas à capacidade contratada, para definição de PRC estima-se a eventual necessidade de investimentos para a conexão de novas térmicas ao sistema de distribuição em virtude do Leilão LRCAP26. Observa-se que essa estrutura não acarreta aumento tarifário para as térmicas existentes. Contudo, para novas térmicas que tenham maior necessidade de contratação de reserva de capacidade, observa-se um aumento que se mostra menor do que o previsto na proposta inicialmente apresentada pela ES Gás, a qual foi submetida ao processo de participação social pela ARSP. A proporção da estrutura de custos entre PRC e PUC fica em torno de 28% para clientes com CDC menor de 1 milhão de m³, de 15% para maiores de 2 milhões m³ e 9% para maiores de 4 milhões de m³.

Válido destacar que conforme Anexo IV do Contrato de Concessão, o segmento térmico tem tabela específica e metodologia própria, justificando a aplicação de metodologia diversa a utilizada para os demais segmentos.

Por fim, considerou-se ainda o disposto no art.81, da [Resolução ASPE nº 005/2007, de 30 de julho de 2007](#) que estabelece que a concessionária não pode dispensar tratamento discriminatório, inclusive tarifário, a usuários em situações similares e define, em seu parágrafo único, como não discriminatório as diferenças de tratamento que possam existir em situações de diferentes Segmentos de Usuários, classes e modalidades de serviço; localização das Unidades Usuárias; ou diferentes condições de prestação do serviço.

VIII. CONCLUSÃO

Esta Nota Técnica teve por objetivo apresentar os resultados da participação social ocorrida por meio da Tomada de Subsídios ARSP 002/2025, cujas contribuições recebidas permitiram definir a tabela de tarifas aplicáveis ao segmento termoeletrico, a partir do LRCAP 2026, conforme item VII, devendo seu teor ser submetido à apreciação e deliberação da Diretoria Colegiada.

Vitória, 12 de março de 2026.

Suely Cardoso de Oliveira Doria

Coordenadora de Regulação
Gerência de Regulação Econômica e Tarifária – GET

Paulo Roberto de Lima Filho

Gerente
Gerência de Regulação Econômica e Tarifária – GET

Documento original assinado eletronicamente, conforme MP 2200-2/2001, art. 10, § 2º, por:

SUELY CARDOSO DE OLIVEIRA DORIA

COORDENADOR DE REGULACAO

GET - ARSP - GOVES

assinado em 12/03/2026 10:21:45 -03:00

PAULO ROBERTO DE LIMA FILHO

GERENTE

GET - ARSP - GOVES

assinado em 12/03/2026 10:42:05 -03:00



INFORMAÇÕES DO DOCUMENTO

Documento capturado em 12/03/2026 10:42:05 (HORÁRIO DE BRASÍLIA - UTC-3)

por SUELY CARDOSO DE OLIVEIRA DORIA (COORDENADOR DE REGULACAO - GET - ARSP - GOVES)

Valor Legal: ORIGINAL | Natureza: DOCUMENTO NATO-DIGITAL

A disponibilidade do documento pode ser conferida pelo link: <https://e-docs.es.gov.br/d/2026-P65SRJ>