

ABRACE Energia

**Contribuições à Consulta Pública AGENERSA nº 01/2026**

Plano de Negócios e Base de Ativos (2023–2027)

Março de 2026

## Introdução

A ABRACE Energia, associação setorial que representa os grandes consumidores industriais de gás natural do estado do Rio de Janeiro, motivada pela busca da modernização e competitividade, da atratividade para novos investimentos e da maturidade regulatória do setor de gás natural, vem participando e contribuindo ao longo do tempo nas discussões que envolvem o tema no âmbito das indústrias.

Na presente oportunidade, cumprimos a Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro – AGENERSA pela abertura da Consulta Pública nº 01/2026, que trata da análise do Plano de Negócios e da Base de Ativos, para futura aprovação do índice de reposicionamento das margens de distribuição a vigorarem no período de 2023–2027. A abertura deste processo de participação pública a respeito da 5ª RTO representa uma medida regulatória essencial para garantir transparência e isonomia no momento da definição de uma tarifa justa e equilibrada para as áreas de concessão do estado.

Cumpramos destacar que a presente revisão tarifária assume caráter singular, por se tratar do último ciclo antes do término dos contratos de concessão. Nesse sentido, esta associação entende que os efeitos da revisão extrapolam a simples definição do índice de reposicionamento tarifário do período, passando a **influenciar diretamente na determinação dos ativos indenizáveis ao final da concessão**. Assim sendo, o rigor técnico na definição da Base de Ativos, bem como da definição prudente dos investimentos e custos operacionais deste ciclo, assume papel central no processo revisional.

Destaca-se, ainda, que a adequada condução deste processo é fundamental para assegurar uma **transição eficiente para o próximo período de concessão**. Eventuais inconsistências na definição dos ativos indenizáveis ou na estruturação

da revisão podem gerar distorções relevantes que podem se estender para além dos contratos de concessão ora vigentes.

Nesse contexto, entende-se essencial que a AGENERSA realize uma avaliação detalhada das propostas apresentadas pelas concessionárias e apresente de forma transparente os resultados de sua análise, **reabrindo, posteriormente, o processo de consulta pública**, de modo a permitir adequada participação dos agentes **diante de informações completas e validadas pelo regulador**.

Nesta etapa de participação, a ABRACE Energia identificou pontos de aprimoramento relevantes a respeito das premissas e metodologias apresentadas pela Naturgy em seus Planos de Negócios. Dentre os principais pontos de contribuição identificados que podem ser acolhidos pelo regulador em sua avaliação da 5ª RTO, destacam-se: (i) a avaliação das projeções de demanda para os segmentos de mercado convencional; (ii) o aprimoramento das estimativas de demanda do segmento termoeletrico face ao resultado do LRCAP; (iii) a necessidade de validação da auditoria da BRA inicial; e (iv) a análise criteriosa do plano de investimentos da CEG Rio à luz do Acordo Extrajudicial firmado com o Estado.

Apresentada a linha de contribuição desta associação, detalham-se, a seguir, os pontos acima elencados.

## 1. Da apresentação dos dados pela Naturgy

A transparência dos Planos de Negócios, bem como suas análises – ainda que em caráter preliminar – por parte do regulador, constitui o ponto de partida para a adequada avaliação e participação dos agentes de mercado no processo quinquenal de revisão tarifária das concessionárias do estado do Rio de Janeiro. Nesse contexto, a devida publicidade dos dados apresentados e a clareza na sua interpretação são elementos essenciais para viabilizar a participação qualificada dos agentes interessados.

A esse respeito, cumpre destacar **a existência de divergências quanto ao horizonte de dados realizados e projetados apresentado pela Naturgy**, tanto em seus Planos de Negócios quanto nas planilhas de suporte, em contraste com os apontamentos realizados pela AGENERSA.

Conforme descrito nas seções introdutórias dos Planos de Negócios das concessionárias CEG [p. 5] e CEG Rio [p. 5], é informado que os dados referentes aos anos já transcorridos deste ciclo tarifário (2023 a 2025) correspondem a valores realizados, enquanto os anos de 2026 e 2027 seriam representados por projeções: *“Diante desse cenário, a realização do ciclo em questão considera dados efetivamente realizados dos anos 2023, 2024 e 2025 até o momento, complementados por projeções até o término do contrato vigente, em julho de 2027.”*

Entretanto, ao se analisar as planilhas disponibilizadas no âmbito desta consulta pública, **observa-se divergência quanto à definição do início do período projetado**. Em especial, as planilhas intituladas “Memorial de Cálculo Questionamento DIREG 01 2026 CEG” e “Memorial de Cálculo Questionamento DIREG

O1 2026 CEG Rio”, elaboradas pela consultoria Quantum, indicam o ano de 2025 como início do período de projeção, conforme exemplificado na Figura 1.

CEG - m³/ano	Histórico						Projetado			Var % 2024-2027	
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		2027
Residencial	114.177.314	109.567.453	114.458.918	117.748.088	118.350.668	111.278.947	109.424.255	107.634.454	106.216.394	104.916.652	-4%
Residencial Social MCMV	2.456.502	2.197.212	1.886.403	1.799.393	1.720.412	1.546.886	1.351.158	1.329.038	1.311.529	1.295.480	-4%
Comercial	46.798.373	47.467.722	35.663.461	39.923.028	44.141.705	53.247.795	49.538.872	48.823.495	49.010.443	49.214.608	-1%
Climatização	5.095.637	4.537.278	3.243.427	3.549.746	3.551.222	3.823.059	2.870.563	2.829.661	2.841.038	2.852.949	-1%
Coperação	82.582.438	82.410.620	74.138.305	77.499.484	66.993.818	79.689.298	91.557.147	92.394.892	91.183.634	91.732.748	0%
Geração Distribuída	1.616.383	1.267.751	661.064	907.057	862.872	811.146	1.107.552	1.091.778	1.096.160	1.100.524	-1%
GNV	964.415.217	963.654.747	808.600.389	911.369.177	942.526.868	882.987.000	759.099.886	713.553.893	670.740.660	630.496.220	-17%
GNV Transporte Público	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
Industrial	338.095.565	295.755.526	299.598.205	321.020.774	306.895.017	255.611.554	201.425.734	168.995.202	165.033.548	166.825.949	-17%
Vitórias	71.379.988	72.157.180	62.713.734	65.176.994	69.094.087	68.604.148	63.349.789	63.349.789	63.349.789	63.349.789	0%
Petroquímico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
Têxteis	1.403.209.713	1.168.921.438	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
GLP Residencial	762.707	604.125	551.725	477.803	448.776	386.167	333.288	327.837	323.518	319.559	-4%
GLP Industrial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
Industria - CL, AI, AP	-	-	1.724.061.260	3.124.528.971	1.014.738.711	796.481.000	1.019.881.659	838.976.313	604.837.769	604.837.769	-41%
Industria - Consumidor Livre/Auto-importador/Autoprodutor	-	-	-	-	-	-	35.175.092	70.350.184	70.350.184	70.350.184	100%
Petroquímico - CL, AI, AP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0%
<b>Total</b>	<b>3.030.589.837</b>	<b>2.748.541.652</b>	<b>3.125.576.911</b>	<b>4.664.000.515</b>	<b>2.569.324.256</b>	<b>2.254.467.000</b>	<b>2.335.104.995</b>	<b>2.109.656.557</b>	<b>1.826.305.664</b>	<b>1.787.291.832</b>	<b>-23%</b>

**Figura 1** – Histórico e projeções de demanda apresentados na planilha “Memorial de Cálculo Questionamento DIREG O1 2026 CEG”.

Fonte: adaptado de Naturgy/Quantum.

Verifica-se que, embora os valores referentes a 2025 estejam classificados como “projetados” nas planilhas, tais valores coincidem com aqueles apresentados como “realizados” nos relatórios da concessionária. **Ainda que se possa supor tratar-se de falha de atualização das planilhas, tal divergência é suficiente para suscitar dúvidas quanto à confiabilidade da classificação dos dados, especialmente no que se refere ao exercício de 2025.**

A questão se torna ainda mais imprecisa quando confrontada com os relatórios do Grupo de Trabalho da AGENERSA. Conforme registrado pela agência nos Relatórios Preliminares, os Planos de Negócios revisados foram protocolados em 07 de janeiro de 2026 contendo valores projetados para todos os anos do quinquênio 2023–2027. O regulador ressalta, entretanto, que os dados realizados relativos aos anos de 2023, 2024 e 2025 já haviam sido previamente informados pelas concessionárias à agência e questiona o uso das projeções em todo o quinquênio pelas concessionárias.

Depreende-se, portanto, que **os Relatórios Preliminares, ambos datados de 02 de fevereiro de 2026, parecem fazer referência a versões anteriores dos Planos de Negócios – distintas daquelas disponibilizadas à consulta pública.**

Diante desse cenário de possíveis inconsistências entre versões de documentos e divergências na classificação dos dados, **esta associação entende que permanece incerteza quanto à efetiva aderência dos valores apresentados, especialmente o ano de 2025, aos montantes efetivamente realizados pelas concessionárias.** Destaca-se que essa incerteza não se limita a um aspecto meramente formal, podendo impactar diretamente os valores calculados no reposicionamento tarifário proposto.

Como contribuição, entende-se fundamental que **a AGENERSA confirme, junto às concessionárias, que os dados apresentados, tanto nos Planos de Negócios quanto nas planilhas de suporte, refletem, de forma fidedigna, os valores realizados para o período de 2023 a 2025,** assegurando, ainda, para os anos de 2026 e 2027, a utilização das **melhores projeções disponíveis, devidamente fundamentadas e transparentes.**

## **2. Da projeção de mercado convencional**

No que se refere às projeções de demanda e número de clientes dos segmentos do mercado não termoeletrico apresentadas pela Naturgy, cumpre destacar a relevância de adequada avaliação e ponderação por parte do regulador. Conforme apontado nos Relatórios Preliminares, a AGENERSA identificou a necessidade de maior aprofundamento e detalhamento técnico dos volumes projetados por ambas as concessionárias, de modo a assegurar “a consistência das projeções e reduzir riscos associados às premissas adotadas no cálculo tarifário”. Nesse contexto, esta associação apresenta, a seguir, contribuições no intuito de complementar a análise do regulador.

## 2.1 CEG

Na seção 5 do Plano de Negócios da CEG, são apresentadas as projeções de demanda para os diversos segmentos de mercado atendidos pela concessionária.

No que se refere ao mercado residencial, observa-se que a concessionária fundamenta suas projeções a partir da: (i) aplicação de taxa média histórica de crescimento de clientes de 1,7% ao ano nos dez anos anteriores à pandemia; e (ii) consideração do histórico de consumo unitário dos últimos 15 anos, que indica redução média de 1,9% ao ano, como base para a projeção de demanda.

A partir dessas premissas, seria esperado que a dinâmica projetada refletisse, ao menos, estabilidade da demanda total, diante da expansão da base de consumidores. Contudo, **observa-se inconsistência relevante entre as variáveis projetadas.**

A Naturgy projeta atendimento a mais de 15.000 novos clientes residenciais entre 2025 e 2027, ao passo que estima uma redução da demanda total do segmento em cerca de 2,7 MM m<sup>3</sup> no mesmo período.

Ainda que a redução do consumo médio por cliente possa justificar certa desaceleração, a magnitude da queda projetada sugere inconsistência da modelagem. Os próprios dados da concessionária indicam uma retração média de aproximadamente 170 m<sup>3</sup> por novo usuário, valor superior ao consumo médio do segmento residencial (cerca de 120 m<sup>3</sup>/usuário<sup>1</sup>), o que indica que **a perda de consumo pode superar o ganho esperado com a expansão da base de usuários.**

Adicionalmente, destaca-se que **a projeção do número de clientes constitui variável central para o planejamento da expansão da rede e para a estimativa de custos operacionais.** Assim, a proposição de investimentos e

---

<sup>1</sup> Valor obtido a partir dos dados de volume e número de clientes do segmento residencial (ano 2025) apresentados nas planilhas disponibilizadas.

despesas não é aderente à proposta de demanda, com impactos diretos sobre o reposicionamento tarifário e o equilíbrio econômico-financeiro deste ciclo.

No segmento industrial, observa-se dinâmica semelhante.

A concessionária projeta a entrada de 42 novos clientes no mercado cativo entre 2025 e 2027, ao mesmo tempo em que estima redução da demanda em cerca de 2,1MM m<sup>3</sup>, **reproduzindo o mesmo descolamento entre expansão da base de usuários e retração do consumo**. Essa projeção de comportamento da demanda carece de fundamentação robusta, especialmente em um segmento caracterizado por maior intensidade de consumo.

Adicionalmente, no mercado livre industrial, a concessionária projeta a manutenção dos volumes consumidos pelos usuários industriais, desconsiderando potenciais efeitos de aumento de consumo associados à migração, conforme observado em outros estados e destacado pela própria AGENERSA:

Adicionalmente, a expansão do mercado livre de gás natural constitui um elemento relevante para a análise prospectiva da demanda. A experiência recente indica que, quando ocorre a migração de consumidores para o mercado livre, observa-se, em alguns casos, aumento do volume consumido, seja em razão de maior competitividade de preços, seja pela ampliação do uso do gás natural em processos produtivos. Esse efeito, contudo, não parece ter sido devidamente capturado nas projeções apresentadas.

Destaca-se, ainda, que a premissa de manutenção do volume médio dos consumidores livres sugere um possível “congelamento” com base em ano de referência (2025), sem a devida explicação metodológica. Recomenda-se, portanto, que a concessionária esclareça os critérios adotados, considerando, inclusive, parâmetros mais aderentes à realidade industrial no estado, como projeções baseadas no PIB.

Em suma, **as inconsistências nas projeções de demanda indicam a necessidade de revisão das premissas adotadas**, de modo a assegurar maior

aderência à dinâmica do mercado não térmico, com o histórico recente realizado, projeções de atividade econômica e a compatibilidade com os investimentos propostos, em linha com os princípios de eficiência e modicidade tarifária.

## 2.2 CEG Rio

Na seção 5 do Plano de Negócios da CEG Rio, são apresentadas as projeções de demanda para os segmentos de mercado atendidos pela concessionária.

Para o segmento industrial, observa-se inconsistência entre as variáveis projetadas. A concessionária projeta a entrada de 8 novos clientes no segmento entre 2025 e 2027, ao passo que estima, simultaneamente, redução de demanda de aproximadamente 8,51 MM m<sup>3</sup> no mercado cativo e 13 MM m<sup>3</sup> no mercado livre (-5% e -4% em relação a 2025, respectivamente).

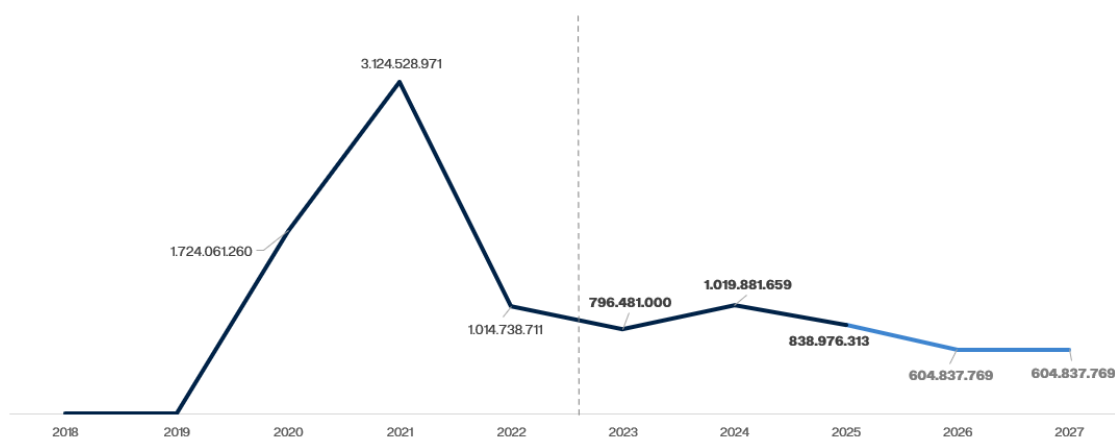
Novamente, **a combinação de expansão da base de usuários com retração relevante do consumo agregado é incoerente e injustificável**. Ressalta-se que, mesmo que variações no consumo médio possam ocorrer, a magnitude das reduções projetadas não parece compatível com a dinâmica esperada de mercado, especialmente diante da entrada de novos consumidores e projeções econômicas para o Brasil.

Diante desse cenário, entende-se necessário que a AGENERSA utilize premissas coerentes para o segmento industrial, em especial quanto à projeção de redução de demanda, bem como avalie a utilização de parâmetros mais aderentes à realidade econômica, de modo a conferir maior consistência e transparência às estimativas apresentadas.

## 3. Da projeção do mercado termoeletrico

Os Planos de Negócios da CEG e CEG Rio apresentam as projeções de demanda para seus mercados térmicos com base em premissas próprias de cada concessionária.

Observou-se que a CEG projetou uma redução desse segmento em 234 MM m<sup>3</sup> entre 2025 e 2027 (-28%). Adicionalmente, nota-se que o comportamento da demanda termoelétrica na concessão vem seguindo uma trajetória estável desde 2022, conforme reproduzido na Figura 2.



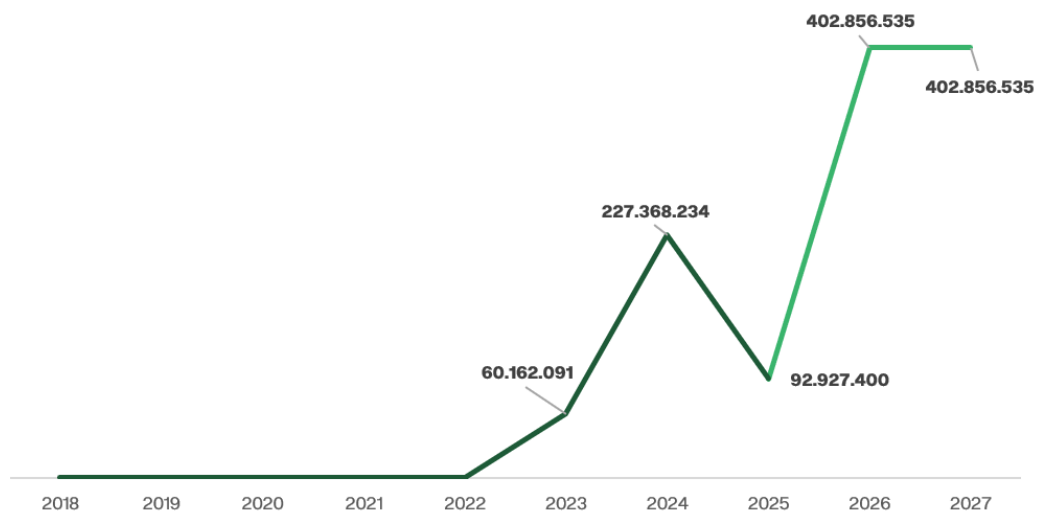
**Figura 2** – Comportamento da demanda do mercado térmico na área de concessão da CEG entre os anos de 2018 e 2025<sup>2</sup> e projeção para 2026 e 2027.

Fonte: elaboração própria com dados fornecidos pela Naturgy.

Destaca-se que a concessionária não apresentou maiores justificativas sobre a queda da demanda nos anos de 2026 e 2027, limitando-se a mencionar que “foram realizadas projeções com a expectativa de que o cenário será mais otimista e em linha com o real dos últimos 3 anos”, sem apresentar o racional para essa decisão de projeção ou **considerar a possibilidade de ajuste do cenário projetado com o resultado do Leilão de Reserva de Capacidade de 2026**.

<sup>2</sup> Considerando a informação apresentada pela Naturgy de que o volume de 2025 se refere ao valor realizado. Essa consideração não afasta o questionamento apresentado na seção 1 deste documento.

A CEG Rio, por sua vez, apresenta uma projeção de ampliação de demanda do segmento, reproduzido na Figura 3, abaixo.



**Figura 3** – Comportamento da demanda do mercado térmico na área de concessão da CEG Rio entre os anos de 2018 e 2025<sup>2</sup> e projeção para 2026 e 2027.

Fonte: elaboração própria com dados fornecidos pela Naturgy.

A concessionária menciona que suas projeções foram realizadas em conjunto com a Consultoria PSR, que apresentou estudo estimativo sobre o despacho termoelétrico no quinquênio. Segundo a concessionária, as “projeções propostas pela concessionária para o quinquênio estão em linha com as apresentadas pela PSR.”. Contudo, destaca-se que os valores considerados pela concessionária para 2026 e 2027 parecem replicar o último ano de projeção realizada pela consultoria, conforme apresentado na Figura 4, sem justificativas.

Projeções Despacho Térmicas - CEG RIO	2023	2024	2025	2026	2027
Estudo PSR 2023	194.481.174	391.297.790	410.963.532	406.755.764	402.856.535
Concessionária	154.879.000	580.549.866	92.927.400	402.856.535	402.856.535
ΔConcessionária/Estudo PSR 2023	-20%	48%	-77%	-1%	0%

**Figura 4** – Projeção de Despacho das Térmicas.

Fonte: Plano de Negócios da CEG Rio, originalmente disposto na Tabela 8 (p. 32).

Outro ponto relevante sobre os dados de demanda apresentados pela CEG Rio se refere aos **valores históricos nulos apresentados** para os anos de 2018 a 2022, assim como **a reconhecida falta de dados sobre o consumo da UTE Marlim Azul<sup>3</sup> no ano de 2025**. Destaca-se a necessidade de conferência dos valores realizados, para maior confiabilidade dos valores históricos que podem ser utilizados em projeções, assim como para **o recálculo da receita do segmento termoeletrico no ano de 2025** considerando o consumo efetivo da UTE.

Para ambas as concessionárias, **reconhece-se que a estimativa de despacho termoeletrico é naturalmente complexa e sujeita a incertezas**, em razão de fatores hidrológicos, condições de operação do SEB e dinâmicas do preço *spot* do mercado de energia (PLD). Todavia, essa complexidade não afasta a possibilidade – e a necessidade – de incorporação de parâmetros mais objetivos que qualifiquem as projeções.

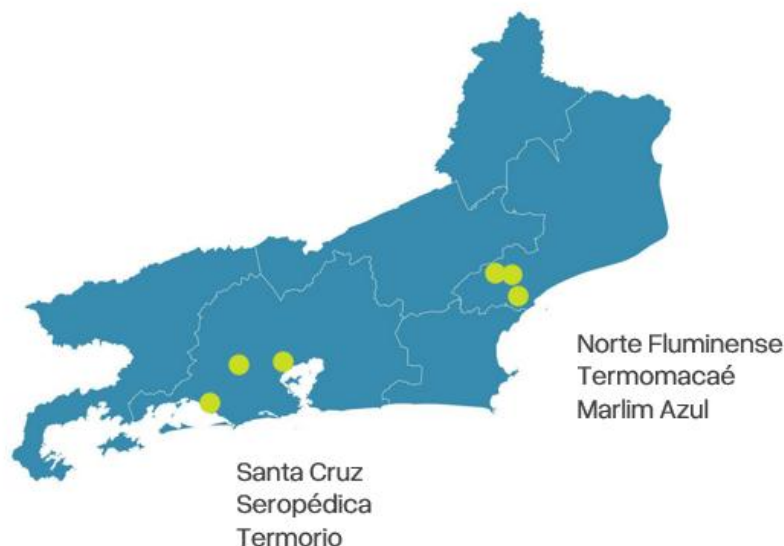
Nesse sentido, destaca-se que **os resultados de leilões** recentes, em especial do LRCAP 2026 e outros certames nos quais empreendimentos localizados nas áreas de concessão foram contratados, **constituem sinal econômico concreto quanto à permanência e à relevância desses usuários à demanda da concessão**. Ainda que tais contratações não permitam inferir diretamente o nível de despacho, elas **oferecem base objetiva para a identificação das usinas com maior probabilidade de participação no consumo de gás natural ao longo do ciclo tarifário**.

A título de ilustração, a ABRACE Energia identificou, ao menos, 6 empreendimentos termoeletricos com contratos vigentes entre os anos de 2026 e

---

<sup>3</sup> “As projeções propostas pela concessionária para o quinquênio estão em linha com as apresentadas pela PSR. A exceção é o ano de 2025 que no estudo estava sendo contemplado despachos atrelados à Marlim Azul, mas esse volume ainda não está sendo contabilizado por questões contratuais.” (p. 32).

2027 nas áreas de concessão do estado do Rio de Janeiro<sup>4</sup>. A Figura 5 detalha as UTEs contratadas por área de concessão.



**Figura 5** – Empreendimentos termoeletricos com contratos de energia e/ou potência vigentes entre os anos de 2026 e 2027 nas áreas de concessão da CEG e CEG Rio.

Fonte: elaboração própria com dados de CCEE<sup>5</sup>.

A partir dessa identificação, esta associação entende ser recomendável que a AGENERSA incorpore, de forma estruturada, **projeções baseadas no perfil histórico de consumo das usinas contratadas, de modo a construir cenários de demanda mais aderentes à realidade operacional** do segmento termoeletrico no estado do Rio de Janeiro.

**Ressalta-se que o intuito desse ajuste na projeção de demanda do mercado termoeletrico é assegurar que os principais empreendimentos**

<sup>4</sup> Levantamento não exaustivo.

<sup>5</sup> Dados extraídos de Resultado Consolidado dos Leilões e Resultado Final do LRCAP.

**estejam representados no modelo, ainda que não se pretenda antecipar com precisão o despacho nos próximos anos do ciclo.**

Há de se considerar que a ausência dessa abordagem pode ampliar o risco de sub ou superestimação da demanda termoelétrica, com impactos diretos sobre a definição da receita requerida. Por outro lado, a incorporação de referências mais objetivas, como a projeção por meio histórico das usinas contratadas, **contribui para maior consistência das projeções**, bem como para **o alinhamento dos incentivos regulatórios** à eficiência da projeção de demanda por parte das concessionárias.

Adicionalmente, esta associação entende relevante que, ao fim do ciclo, **a AGENERSA confronte os valores realizados para o segmento termoelétrico com aqueles projetados durante a 5ª RTO**, de modo a constituir saldo para **compensação no ciclo seguinte**.

#### **4. Base de Remuneração de Ativos Inicial da CEG e CEG Rio**

As seções E (I) dos Planos de Negócios da CEG e da CEG Rio apresentam a metodologia utilizada para a determinação da Base de Remuneração de Ativos inicial (BRAi).

Conforme descrito, a Naturgy considerou as bases de ativos das concessionárias auditadas pela KPMG na data-base de 31 de dezembro de 2021, complementando-as com os investimentos ativados ao longo de 2022, para fins de apuração do valor da BRA inicial em 31 de dezembro de 2022.

Inicialmente, destaca-se que **os laudos das auditorias realizadas pela KPMG não foram disponibilizados no âmbito da consulta pública ou do processo administrativo**.

Adicionalmente, observa-se que **o horizonte de auditoria informado não abrange integralmente o último ciclo tarifário**. A simples atualização da base de

2021 por meio da incorporação de investimentos ao longo de 2022 não substitui a necessidade de validação formal da base de ativos na data final do ciclo anterior. A composição da base envolve critérios específicos de elegibilidade, prudência e eficiência dos investimentos, bem como eventuais ajustes, que não são capturados por uma atualização meramente incremental. Nesse sentido, entende-se que a ausência de auditoria independente específica da base em 31 de dezembro de 2022 compromete a confiabilidade da BRA inicial utilizada na revisão.

A Naturgy também informa ter realizado conciliação entre ativos físicos e contábeis das concessionárias com apoio da empresa ASSET. Contudo, não foram disponibilizados os respectivos laudos, tampouco há evidências de que a conciliação contemple integralmente o exercício de 2022, o **que reforça a incerteza quanto à aderência das bases de ativos apresentadas.**

A ABRACE Energia entende que **a ausência de transparência quanto às auditorias e aos laudos das BRAs iniciais constitui fragilidade relevante na revisão tarifária do ciclo 2023–2027.**

Diante disso, entende-se fundamental que a BRA inicial considerada nesta RTO seja **devidamente auditada por auditoria independente na data-base de 31 de dezembro de 2022**, com a correspondente **publicização dos laudos**, bem como a **apresentação detalhada da conciliação entre ativos físicos e contábeis**, de modo a assegurar a transparência e a confiabilidade do processo.

## 5. Investimentos da CEG Rio

No que se refere ao plano de investimentos apresentado pela CEG Rio, esta associação entende que deve ser feita uma **rigorosa análise à luz do Acordo Extrajudicial** firmado com o Estado do Rio de Janeiro em 12 de dezembro de 2024.

Como apresentado no próprio Plano de Negócios, o Acordo Extrajudicial estabeleceu a conversão do montante de R\$ 573,30 milhões, correspondente à

receita de margem de distribuição recebida a maior no âmbito da 4ª RTI, em investimentos a serem realizados pela concessionária no âmbito da 5ª RTO.

Inicialmente, cumpre destacar que o mecanismo de conversão previsto no Acordo parece contrariar, do ponto de vista legal, a lógica da justa remuneração dos investimentos, da eficiência e do interesse dos usuários na prestação do serviço público de distribuição. Ao permitir que valores já pagos pelos usuários e expressamente reconhecidos pelo Poder Concedente como indevidamente auferidos pela concessionária sejam convertidos em ativos posteriormente remunerados via tarifa, estabelece-se uma dinâmica de reoneração dos usuários. Em termos práticos, o Acordo admite que **montantes já suportados pelos usuários retornem à base de remuneração da concessionária**, configurando **dupla remuneração do investimento**.

Nesse sentido, **a ABRACE Energia entende que o valor reconhecido como saldo em favor dos usuários deveria ser tratado como parcela redutora da receita requerida, sem incidência de taxa de remuneração**, em linha com a metodologia adotada no Acordo Extrajudicial celebrado para a CEG. Ou ainda que os investimentos realizados com saldo devedor da concessionária não sejam remunerados pelo custo de capital, já que o capital é dos usuários. Essas abordagens preservam a coerência regulatória, **evitando a dupla remuneração** dos investimentos e **garantindo a adequada restituição aos usuários** da concessão da CEG Rio.

Não sendo essa a solução adotada no Acordo, os apontamentos a seguir buscam evidenciar as fragilidades dos investimentos apresentados pela CEG Rio nesta RTO e os riscos associados à sua implementação, os quais demandam atenção especial por parte do regulador.

Conforme disposto na Cláusula 3.2 do Acordo:

O montante indicado na Cláusula 3.1. [R\$ 573,30 milhões] será **convertido em investimentos** a serem indicados pelo Poder Concedente, **homologados pela AGENERSA** no âmbito da 5ª Revisão Quinquenal – sem

a necessidade de aguardar o seu encerramento – e concluídos pela CEG RIO até o final do ano de 2026; o referido prazo final para o cumprimento do cronograma de investimentos estará sujeito à decisão da 4ª Revisão Quinquenal por parte da AGENERSA e à definição do Plano de Investimentos do presente acordo pelo Poder Concedente em prazo que permita que a Concessionária viabilize o adimplemento da mencionada obrigação, caso contrário, o prazo para conclusão dos investimentos se encerrará com o fim da concessão. [g.n.].

Ressalta-se que a redação da cláusula **é inequívoca ao condicionar a elegibilidade desses investimentos à sua prévia indicação pelo Poder Concedente e à homologação pela AGENERSA.**

Além disso, o Acordo define, em sua Cláusula 3.3, que a inclusão do montante na base da concessionária e, portanto, sua remuneração tarifária, depende de validação regulatória posterior: **“Após a comprovação dos investimentos realizados à AGENERSA, pela Concessionária, estes serão incluídos na base de ativos remunerados da concessão”** [g.n.].

Não obstante, o Plano de Negócios apresentado incorpora um volume expressivo de investimentos ao longo do quinquênio (da ordem de R\$ 770 milhões), **sem demonstrar a homologação e aderência dos projetos associados ao montante oriundo do Acordo Extrajudicial.**

Ressalta-se ainda que, por mais que o acordo preveja a necessidade de homologação, essa previsão não mitiga o risco de dupla remuneração e ociosidade dos ativos investidos. Pelo contrário: a previsão **reforça a responsabilidade da AGENERSA em exercer controle sobre a prudência e a necessidade dos investimentos.** Uma flexibilização dessa responsabilidade regulatória implicaria não apenas na fragilização do processo revisional, mas também em potencial afronta aos princípios da eficiência dos investimentos do ciclo.

A questão ainda é ampliada pela **ausência de transparência quanto à destinação do montante de R\$ 573,30 milhões.**

O Plano de Negócios não apresenta a vinculação clara entre os recursos oriundos do Acordo e os projetos propostos, tampouco explicita os critérios de priorização adotados pela CEG Rio, os benefícios esperados para a concessão ou quaisquer métricas claras de eficiência.

Essa ausência impede avaliar se esses investimentos, de fato, **cumprem a finalidade de atender aos usuários ou se configuram, na prática, como um mecanismo de neutralização da obrigação econômica reconhecida.**

Por fim, observa-se que **a composição dos investimentos projetados traz indícios de inadequação sob o ponto de vista da racionalidade econômica.**

Destacam-se, como exemplo, os investimentos destinados aos Corredores Sustentáveis, com valores de aproximadamente R\$ 47 milhões em 2025 e R\$ 218 milhões em 2026, replicados na Figura 6.

CEG RIO - Investimentos Singulares (MR\$/ano) - Moeda de Dez/21						
Projetos	2023	2024	2025	2026	2027(*)	Total 2023~2027
Remanejamento de Rede AP	-	0,4	1,9	1,8	1,9	<b>6,1</b>
Gasoduto Marlim Azul	-	-	151,7	-	-	<b>151,7</b>
Corredor Sustentável	-	-	46,8	218,0	-	<b>264,8</b>
Reforço/Interligação/Expansão MP	-	-	36,0	63,5	-	<b>99,5</b>
Projeto Biometano	-	-	2,3	16,9	-	<b>19,1</b>
Projeto Estruturante de GNC	-	-	17,6	72,1	-	<b>89,7</b>
Projetos Menores	6,7	8,9	2,7	2,7	0,2	<b>21,2</b>
<b>TOTAL Investimento Singulares</b>	<b>6,7</b>	<b>9,3</b>	<b>259,0</b>	<b>374,9</b>	<b>2,1</b>	<b>652,1</b>

(\*) Valores até 21 de julho

**Figura 6** – Projeção de Investimentos por Projetos em Milhões de Reais (2023–2027).

Fonte: Plano de Negócios da CEG Rio, originalmente Tabela 19 (p. 52).

Além da projeção da Naturgy apresentar um elevado patamar para os investimentos em Corredores Sustentáveis entre 2025 e 2026 (cerca de **46% do montante reconhecido no Acordo** ou **34% do montante total dos investimentos** previstos para o ciclo), chama à atenção a **inconsistência entre o CAPEX destinado ao projeto e a demanda estimada para o segmento de GNV ao fim do ciclo.**

A estratégia parece **ir de encontro às projeções da própria concessionária**, que indicam retração do segmento GNV ao final do ciclo, momento em que se projeta uma **queda de 14 MM m<sup>3</sup>** (-10%) quando comparado com o ano de 2025. Para mais, destaca-se que o patamar de investimentos se torna menos aderente se confrontado com a perspectiva da concessionária de expansão do número de clientes, que é de **apenas 14 novos usuários** entre 2025 e 2027.

A realização de investimentos dessa magnitude em um mercado com perspectiva de queda de demanda **não encontra respaldo em critérios mínimos de prudência econômica**. Ao contrário, sugere desalinhamento entre o planejamento de investimentos e a projeção do segmento de GNV, reforçando o **risco de incorporação de ativos ociosos à base de remuneração**.

Outro exemplo refere-se aos investimentos direcionados ao gasoduto que conecta a rede da concessionária à UTE Marlim Azul, empreendimento reconhecido no Acordo Extrajudicial como duto de distribuição a ser incorporado ao patrimônio estadual.

Dados do ONS, indicam que a usina gerou cerca de 515 MW médios em fevereiro deste ano; a ABRACE Energia estima que esse valor represente um consumo de cerca de 2 MM m<sup>3</sup>/dia – contribuição importante à demanda da concessão.

Contudo, o Plano de Negócios não apresenta, de forma clara e rastreável, o efeito do histórico e projeção de consumo da UTE à demanda, tampouco a sua correlação com os ativos incorporados ao patrimônio estadual. A ausência de vinculação explícita entre o ativo e o nível de demanda por ele gerado dificulta a avaliação do efeito do investimento à concessão.

Nesse contexto, reforça-se a necessidade de que, no âmbito do processo revisional, seja demonstrada de forma objetiva a aderência entre os investimentos propostos e os respectivos impactos na demanda, especialmente em projetos singulares mais relevantes.

Diante do exposto, a ABRACE Energia sugere que a AGENERSA (i) **glose a inclusão, na BRA, de quaisquer investimentos que não tenham sido previamente homologados, nos termos do Acordo Extrajudicial**; (ii) exija a apresentação detalhada da **destinação dos recursos oriundos do montante de R\$ 573,30 milhões**; e (iii) submeta os investimentos propostos a escrutínio, no intuito de verificar a prudência e aderência à demanda da concessão. Compreende-se que ausência dessas medidas poderia comprometer a integridade do processo revisional.