



RELATÓRIO

CÁLCULO DO PREÇO DE CONTRATAÇÃO DO COMPLEXO TERMELÉTRICO DE JORGE LACERDA (CTJL)

LEI Nº 14.299/2022
PORTARIA Nº 768/GM/MME/2024

AGOSTO DE 2024

■ Colaboradores

NOTA TÉCNICA EPE/DEE/SGR/069/2024-R3

Coordenação Geral

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Bernardo Folly de Aguiar (até junho/25)

Renato Haddad Simões Machado (até junho/25)

Thiago Ivanoski Teixeira (até junho/25)

Caio Monteiro Leocádio

Gustavo Pires da Ponte

Coordenação Técnica

Mariana de Queiroz Andrade

Equipe Técnica

Caio Monteiro Leocádio

Daniel Silva Moro


Gustavo Naciff de Andrade

Hermes Trigo da Silva

Nathália Tavares



IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

		
<i>Área de Estudo</i> Geração de Energia		
<i>Estudo</i> Cálculo do Preço de Contratação do Complexo Termelétrico de Jorge Lacerda (CTJL)		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	08/2024	Emissão original
r1	09/2024	Atualizações: - Alteração textual nos itens 2, 3.5, 3.6, 5 e 7; - Revisão dos anexos e suas numerações.
r2	01/2025	Atualizações solicitadas por meio do Ofício nº 248/2024/SE-MME - Alteração nos itens 2, 3.6.1, 3.7.4, 3.7.6, 5, 6 e 7; - Revisão dos anexos e suas numerações.
r3	02/2026	Atualizações conforme diretrizes DEE/EPE: - Alteração nos itens 6 e 7.



VALOR PÚBLICO

NESTE DOCUMENTO, É DESCRITA A METODOLOGIA, OS DADOS UTILIZADOS PARA CÁLCULO, E O VALOR RESULTANTE DO PREÇO DE CONTRATAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA GERADA PELO COMPLEXO TERMELÉTRICO JORGE LACERDA (CTJL), DANDO CUMPRIMENTO À LEI Nº 14.299, DE 5 DE JANEIRO DE 2022, E À PORTARIA Nº 768/GM/MME, DE 5 DE FEVEREIRO DE 2024, ASSIM COMO TAMBÉM É APRESENTADA ANÁLISE REFERENTE À MODICIDADE TARIFÁRIA.

COMO DESCRITO NA PORTARIA, Nº 768/GM/MME, O MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA IRÁ REALIZAR CONSULTA PÚBLICA ABRANGENDO ESTE RELATÓRIO TÉCNICO E A MINUTA DE CONTRATO DE ENERGIA DE RESERVA, ELABORADA PELA ANEEL.

COM ISSO, A EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) VISA CONTRIBUIR PARA A TRANSPARÊNCIA DO PROCESSO DE CÁLCULO DO PREÇO PARA CONTRATAÇÃO DA ENERGIA DO CTJL E REDUZIR A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÃO.

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo
Gustavo Cerqueira Ataíde

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento
Lorena Melo Silva Perim (substituta)

Secretário Nacional Energia Elétrica
João Daniel de Andrade Cascalho

Secretário Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Ana Paula Lima Vieira Bittencourt

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Renato Cabral Dias Dutra



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloísa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa
Carlos Eduardo Cabral Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

■ Sumário

1. Introdução.....	7
2. Plano de trabalho	10
3. Apresentação dos dados e informações utilizadas para o cálculo	13
4. Descrição da metodologia do cálculo do preço.....	37
5. Resultados obtidos	39
6. Análise de Modicidade Tarifária	40
7. Considerações finais.....	49
8. Referências	51

1. Introdução

O Programa de Transição Energética Justa (TEJ), criado através da Lei nº 14.299, de 5 de janeiro de 2022, estabelece em seu artigo 4º a contratação da energia elétrica gerada pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL) na modalidade energia de reserva em quantidade correspondente ao consumo mínimo de carvão mineral nacional, conforme contratos vigentes na data de publicação da Lei, conforme segue:

É criado o Programa de Transição Energética Justa (TEJ), com vistas a promover uma transição energética justa para a região carbonífera do Estado de Santa Catarina, observados os impactos ambientais, econômicos e sociais e a valorização dos recursos energéticos e minerais alinhada à neutralidade de carbono a ser atingida em conformidade com as metas definidas pelo Governo Federal, que incluirá também a contratação de energia elétrica gerada pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), na modalidade energia de reserva prevista nos arts. 3º e 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, em quantidade correspondente ao consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional estipulado nos contratos vigentes na data de publicação desta Lei.

Conforme disposto no artigo 4º, parágrafo segundo a implementação do TEJ seria realizada por meio do “Conselho do TEJ”, que contaria com representantes de órgãos e entidades, dentre eles a Casa Civil da Presidência da República, com poder de coordenação, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério do Meio Ambiente. Em seu terceiro parágrafo, é estabelecido que se torna competência do Conselho do TEJ: “estabelecer, em até 12 (doze) meses da publicação desta Lei, o Plano de Transição Justa, com ações, indicação dos responsáveis dentro das competências de cada parte, prazos e, quando couber, fontes de recursos”.

O artigo 6º da Lei 14.299, de 2022, descreve que a prorrogação da outorga de autorização do CTJL fica condicionada, mas não somente, a:

III - contratação da energia elétrica gerada pelo CTJL na modalidade de energia de reserva prevista nos arts. 3º e 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, por meio de Contrato de Energia de Reserva elaborado pelo Ministério de Minas e Energia, ao preço calculado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), observada a modicidade tarifária e considerada a compra mínima de carvão mineral nacional estipulada nos contratos vigentes na data de publicação desta Lei.

A indicação dos responsáveis, das competências e dos prazos do processo de contratação da energia elétrica gerada pelo CTJL foi realizada em 5 de fevereiro de 2024, através da publicação da Portaria GM/MME nº 768. Em seu texto, a referida Portaria estabelece as diretrizes necessárias ao cálculo do preço e à elaboração do Contrato de Energia de Reserva, para a contratação do CTJL. Especificamente quanto ao cálculo do preço de contratação, fica exigido que sejam observados minimamente:

I - os custos de operação e de manutenção do CTJL serão aqueles vinculados à atividade de geração de energia elétrica, incluindo os custos administrativos inerentes;

II - o preço do carvão mineral nacional, nos termos dos §§ 2º e 3º deste artigo;

III - o preço dos combustíveis secundários publicado mensalmente pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, das revendedoras no Estado de Santa Catarina;

IV - a compra mínima de carvão mineral nacional na quantidade estipulada nos contratos vigentes em 5 de janeiro de 2022, nos termos do inciso III do § 1º do art. 6º da Lei nº 14.299, de 2022;

V - o consumo específico médio realizado pelo CTJL no período de cinco anos até 2022, consubstanciado por meio de Relatório Técnico elaborado pelo agente responsável do CTJL;

VI - os valores de investimentos considerados necessários e prudentes, conforme avaliação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, a serem realizados no CTJL para fins de manutenção da vida útil da usina para quinze anos de operação comercial, bem como o cronograma físico-financeiro de desembolso previsto;

VII - a participação de capital próprio e de terceiros para a realização dos investimentos de que trata o inciso VI;

VIII - os custos dos Contratos de Conexão e de Uso do Sistema Elétrico;

IX - os custos setoriais vinculados à associação ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;

X - os custos vinculados ao licenciamento ambiental do CTJL;

XI - os tributos federais, estaduais e municipais vinculados ao CTJL e à comercialização da energia elétrica produzida;

XII - os encargos relativos ao setor elétrico devidos pelo CTJL; e

XIII - as informações sobre consumo, custo, encargos, impostos, características do combustível e a disponibilidade de reservas para suprimento da usina.

Foram definidas as atribuições da EPE no processo de cálculo do preço de contratação da energia gerada pelo CTJL, conforme o texto constante na Portaria:

I - publicar instruções contendo, no mínimo, o detalhamento das informações para fins de obtenção dos valores referenciais para cálculo do preço de energia de reserva do CER, observada a modicidade tarifária e considerada a compra mínima de carvão mineral nacional nos termos do art. 2º desta Portaria;

II - estabelecer o prazo máximo para recebimento das informações, bem como eventuais subsídios complementares, e comunicar ao agente responsável pelo CTJL;

III - avaliar a documentação disponibilizada pelo agente responsável pelo CTJL e solicitar informações, documentos e pareceres adicionais, além de promover diligências com esse agente com vistas à complementação das análises necessárias à realização do cálculo do preço de que trata o art. 2º; e

IV - emitir Relatório Técnico contendo as análises realizadas e os resultados obtidos para cálculo do preço que trata o art. 2º, assim como a metodologia considerada para a observação da modicidade tarifária, conforme o inciso III do art. 6º da Lei nº 14.299, de 2022.

Ressalta-se que, conforme o texto da Portaria, a emissão do Relatório Técnico está condicionada à apresentação, por parte do agente responsável pelo CTJL, de toda a documentação completa dentro do prazo estabelecido pela EPE. Também é mencionado que os documentos e análises realizadas pela EPE tem a finalidade única e exclusiva de compor o cálculo do preço do CER vinculado ao CTJL.

Ao agente responsável pelo CTJL (Diamante Geração de Energia Ltda.), por sua vez, fica atribuída a responsabilidade de:

I - fornecer tempestivamente todas as informações e documentos necessários para viabilizar os cálculos dos valores referenciais de que trata a Lei nº 14.299, de 2022, em conformidade com as instruções a serem publicadas, bem como eventuais subsídios complementares que considere pertinentes;

II - garantir a comprovação das informações prestadas, por meio de empresas de engenharia, advocacia, contabilidade e auditoria independentes, com experiências comprovadas, não participante da estruturação e projeto técnico, jurídico e financeiro na qualidade de acionistas;

III - apresentar os contratos para prestação de serviços e fornecimento;

IV - informar a classificação a ser observada do sigilo das informações encaminhadas, sempre que pertinente.

Com a apresentação da estrutura legal que fundamenta este documento, fica claro que sua finalidade é assegurar a transparência do processo, especificamente em relação às atividades realizadas pela EPE, com o objetivo de definir o preço de contratação da energia elétrica a ser gerada pelo CTJL.

Embora o cálculo de preços de contratação de energia não seja uma atividade típica da EPE, conforme a Lei nº 10.847 de 15 de março de 2004, que criou a Empresa de Pesquisa Energética, essa tarefa é executada com base na experiência em estudos semelhantes. Um exemplo é o cálculo do Custo Marginal de Referência (CMR), ou preço-teto, dos leilões de compra de energia, conforme Art. 20 do Decreto nº 5.163/2004:

Os editais dos leilões previstos no art. 19 serão elaborados pela ANEEL, observadas as normas gerais de licitações e de concessões e as diretrizes do Ministério de Minas e Energia, e conterão, no que couber, o seguinte: (...) X - valor do custo marginal de referência, calculado pela EPE e aprovado pelo Ministério de Minas e Energia.

Porém, nesses casos, o preço “real” da energia contratada é revelado pelo processo competitivo do certame, o que não ocorrerá nesse processo. Isso ressalta a complexidade envolvida na execução do estudo realizado pela EPE. Por essa razão, ao longo do relatório, são apresentados comentários e ressalvas que destacam os pontos críticos para o cálculo, garantindo a manutenção da qualidade técnica dos estudos desenvolvidos pela EPE.

Este documento apresenta as análises realizadas a partir da documentação recebida pelo agente responsável pelo CTJL (Diamante Geração de Energia Ltda.). Nele, são detalhados os dados utilizados no cálculo, os resultados obtidos e a análise de modicidade tarifária, conforme exigido na Lei 14.299/2022, anteriormente mencionada. Além disso, foi incluído neste relatório, visando garantir transparência no processo, o plano de trabalho desenvolvido, apreciado e validado pelo MME. Foram anexados, ainda, documentos e informações relevantes recebidas, enviadas e/ou registradas durante os processos de análise e de cálculo realizados pela EPE, além de um breve histórico das interações de cunho técnico entre a Empresa, o agente responsável e as instituições relacionadas à contratação do CTJL.

Por último, cabe mencionar que, conforme descrito no Art. 7º da Portaria nº 768/GM/MME/2024, o Ministério de Minas e Energia deverá realizar Consulta Pública abrangendo este Relatório Técnico elaborado pela EPE.

2. Plano de trabalho

O cronograma com as principais atividades a serem realizadas por todas as instituições envolvidas no processo de contratação do CTJL foi encaminhado pelo MME, no final do mês de abril, e é mostrado na Figura 1.

Atividades	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24	jan/25
Portaria MME 768/2024												
Diretrizes para envio de documentos												
Envio dos documentos												
Cálculo do preço do combustível												
Minuta do CER												
Envio do preço do combustível												
Cálculo do preço CTJL												
Regras de Comercialização												
Consulta Pública CER e preço												
Orçamento CONER 2025												
Assinatura CER												
Contratação na modalidade Energia de Reserva												

Legenda:	
	MME
	EPE
	Diamante
	ANEEL
	CCEE

Figura 1 - Cronograma completo do processo de cálculo do preço CTJL

Fonte: MME

Em cumprimento ao disposto nos Incisos I e II da Portaria nº 768/GM/MME, de 2024, foi publicado, no dia 27 de março de 2024, a Nota Técnica EPE/DEE/SGR/020/2024: “Instruções - Envio de Informações Necessárias ao Cálculo do Preço de Contratação do Complexo Termelétrico de Jorge Lacerda (CTJL)”¹. Nesse documento de Instruções, foi estabelecido o prazo de 30 (trinta) dias, a partir de sua publicação, para o envio, por parte do agente responsável pelo CTJL, de toda a documentação solicitada (ANEXO 1)².

No documento de Instruções, foi mencionado que, além da solicitação de dados e valores, é exigido o envio de relatórios (ou pareceres) que comprovem as informações prestadas. Esses documentos devem ser emitidos por empresas de engenharia, advocacia, contabilidade e auditoria independentes, com experiências comprovadas e não participantes de estruturação e projeto técnico, jurídico e financeiro na qualidade de acionistas, conforme descrito no inciso II do art. 4º da Portaria MME nº 768/2024.

Além da publicação do documento de instruções e do estabelecimento do prazo de envio dos dados, o Inciso III da Portaria nº 768/GM/MME, de 2024, atribui à EPE a avaliação da documentação enviada, a solicitação de informações, documentos e pareceres adicionais, além de promoção de diligências com o agente responsável pelo CTJL, com o objetivo de complementar as análises necessárias à realização do cálculo do preço da energia. Conforme previsto, a emissão deste relatório está condicionada à apresentação completa da documentação dentro do prazo estabelecido pela EPE e em conformidade com os dados descritos nas instruções publicadas.

Na primeira avaliação dos dados enviados até o dia 27 de abril de 2024, a EPE identificou inconsistências nas informações enviadas pelo agente. Diante disso, no dia 6 de maio de 2024, a EPE solicitou a retificação de informações, estabelecendo o prazo de 10 de maio de 2024 para o envio dos dados corrigidos. Em resposta, o agente encaminhou parcialmente os dados revisados entre os dias 11 e 15 de maio.

Os novos dados enviados exigiram uma nova avaliação por parte da EPE, bem como interações adicionais com o agente. Como resultado, a Diamante Energia formalizou um pedido para que os valores de CAPEX e OPEX anteriormente enviados fossem desconsiderados. Por meio de um e-mail, datado de 22 de maio de 2024 (ANEXO 2), a Diamante Energia encaminhou à EPE a carta nº CE-DGE-PRE-00019/2024, com cópia para o MME (ANEXO 3), solicitando que: (1) sejam desconsiderados os dados de CAPEX e OPEX enviados nos dias 27/04/2024 e 07/05/2024; e (2) sejam considerados, para efeitos de cumprimento das Instruções, os novos dados de CAPEX e OPEX anexados à correspondência, os quais foram revisados e integralmente validados pela empresa contratada pela Diamante Energia.

¹ Instruções para o Envio das Informações - CTJL (Lei nº 14.299/2022). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/notas-tecnicas-geracao-de-energia>

² Ressalta-se que, conforme registrado no histórico de interações com o agente, a EPE o notificou da publicação, recebendo confirmação de recebimento no mesmo dia.

Em 3 de julho de 2024, a ANEEL enviou, por e-mail, o preço preliminar do carvão mineral do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, com base nos custos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)³ nos anos de 2023 e de 2024. Posteriormente, em 22 de outubro de 2024, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 3.410, na qual homologou o preço do carvão mineral nacional, a ser adquirido pelo CTJL no âmbito do Contrato de Energia de Reserva (ANEXO 4).

A Diamante Energia solicitou a realização de um Workshop para apresentação da metodologia a ser empregada pela EPE para o cálculo do preço de contratação do CTJL. O pedido contou com a concordância do MME e o evento ocorreu em 11 de julho de 2024, conforme convite e registro em anexo (ANEXO 5).

No dia 6 de agosto de 2024 a EPE recebeu da ANEEL o montante da energia a ser contratada do CTJL, bem como seu racional de cálculo (ANEXO 6).

Em agosto de 2024, a EPE enviou, por meio do ofício nº 569/2024/DEE/EPE (ANEXO 7), o relatório contendo o cálculo do preço de contratação da energia do CTJL, com base nos dados e informações disponibilizados até o momento.

No dia 8 de janeiro de 2025, por meio do ofício nº 248/2024/SE-MME, foi solicitado pelo MME que a EPE revisasse o relatório, descrevendo os ajustes necessários em tópicos citados no ofício. Durante o mês de janeiro foram realizadas reuniões, com a participação de representantes do MME, da EPE e da Diamante Energia, para esclarecimentos sobre a revisão a ser realizada no documento.

Em cumprimento à sua atribuição, conforme descrito no Inciso IV da Portaria nº 768/GM/MME, de 5 de fevereiro de 2022, a EPE apresenta este relatório, contendo as análises realizadas e os resultados obtidos para cálculo do preço de contratação da energia elétrica gerada pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, assim como a metodologia considerada para a observação da modicidade tarifária.

Para ilustrar as interações entre as empresas e instituições envolvidas no processo e as datas e prazos das atividades mencionadas, a Figura 2 apresenta, em uma linha do tempo, a sequência das atividades realizadas pela EPE e por outros agentes no processo de contratação do CTJL, até a data de envio deste relatório ao Ministério de Minas e Energia, assim como as atividades planejadas pela legislação vigente até a data de contratação.

Os registros de interações técnicas entre os agentes envolvidos no processo foram documentados ao longo de todo o período, desde a publicação da Portaria GM/MME 768/2024 até a emissão deste relatório.

³ <https://www.gov.br/planejamento/pt-br/assuntos/avaliacao-de-politicas-publicas-1/serie-de-seminarios-201cavaliacao-e-melhoria-do-gasto-publico201d-1/boletins/boletim-desenvolvimento-energetico>

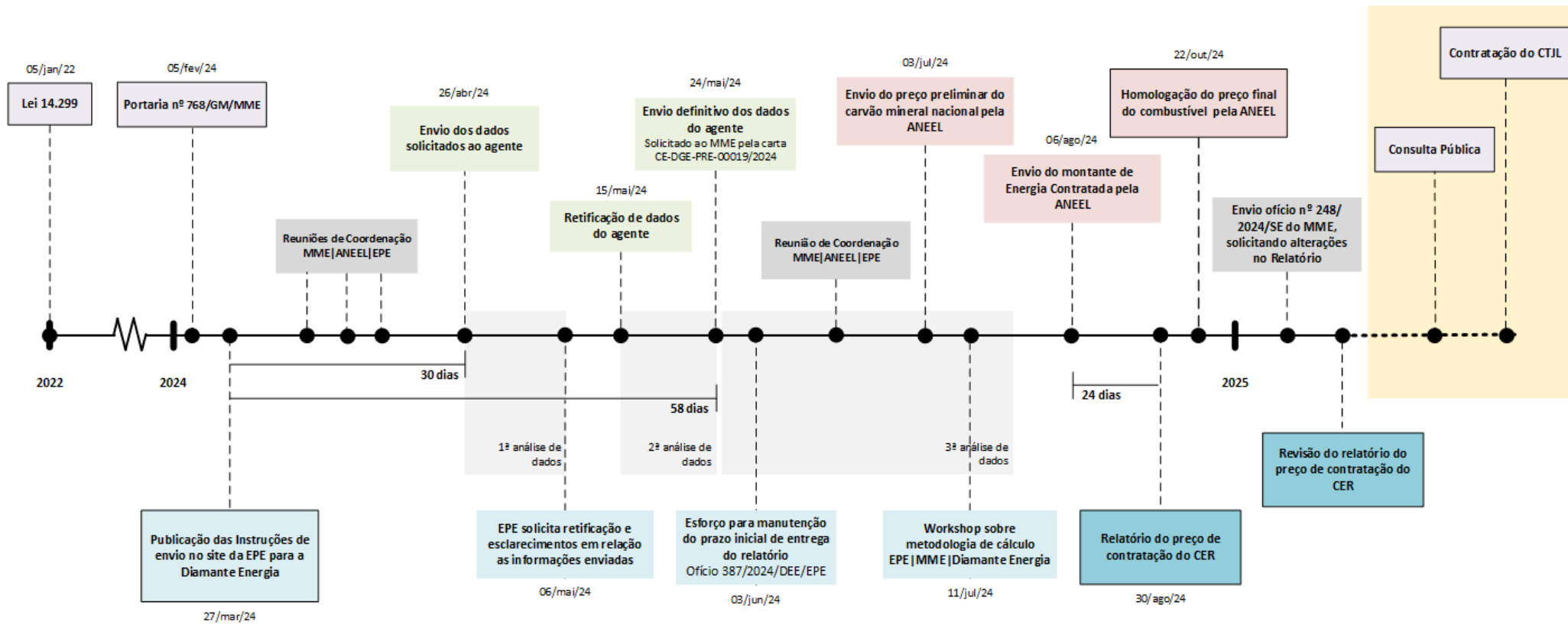


Figura 2 - Linha do tempo com as atividades realizadas para o cálculo do preço de contratação de CTJL

3. Apresentação dos dados e informações utilizadas para o cálculo

Neste item serão apresentadas as informações utilizadas como dados de entrada para o cálculo do preço de contratação da energia elétrica a ser gerada pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda. Tais dados são, em maioria, provenientes dos documentos enviados pelo agente responsável, Diamante Geração Energia Ltda., à EPE, em atendimento ao documento de Instruções de envio, conforme já mencionado.

Os dados considerados mais relevantes para o cálculo estão consolidados no arquivo Sumário de dados (original - ANEXO 8 e revisado – ANEXO 9), solicitado nas Instruções e assinado por todas as empresas de auditoria contratadas, que foram responsáveis pela validação dos valores informados.

Além disso, há ainda informações fornecidas pela ANEEL, em conformidade com as atribuições definidas na Lei nº 14.299, de 2022, e na Portaria nº 768 GM/MME, de 2024, tais como a energia contratada e o preço do combustível, que também são definidos com base em informações enviadas pelo agente.

Foi solicitado o envio da descrição das empresas contratadas para garantia da conformidade das informações prestadas (ANEXO 10), assim como os contratos firmados com essas empresas e a comprovação de sua experiência e da ausência de participação acionária na empresa. Além disso, foi exigido informações relevantes sobre cada empresa contratada (ANEXOS 11 a 16).

Ressalta-se, por fim, que auditorias ou eventuais verificações de veracidade nas informações prestadas pelo agente não fazem parte do escopo das atividades realizadas pela EPE, conforme mencionado na seção 2.

3.1. Características Gerais do Empreendimento

Conforme texto do relatório [1], o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda está localizado no município de Capivari de Baixo, Estado de Santa Catarina, e é composto por quatro unidades geradoras: UTLA1, UTLA2, UTLB e UTLC. A UTLA1 é formada por 2 unidades idênticas com potência instalada nominal de 50 MW cada, tendo iniciada sua operação comercial em 1965 e 1967, respectivamente. A UTLA2, também com 2 unidades idênticas de 66 MW cada, iniciou sua operação comercial em 1973 e 1974. Já a UTLB também composta de 2 unidades idênticas de 131 MW cada, iniciou sua operação comercial em 1979 e 1980. Por fim, a UTLC, com uma unidade de 363 MW, iniciou sua operação comercial em 1997.

Segundo o mesmo documento, o principal combustível utilizado nas unidades geradoras do CTJL é o carvão mineral CE4500 (PCS: 4.500 kcal/kg) proveniente da região carbonífera do sul do Estado de Santa Catarina. A energia elétrica produzida pelo CTJL é escoada por meio de linhas de transmissão de 230/138 kV.

Já no relatório [2], a Diamante Energia apresenta os dados operacionais individualizados, por usina, e agrupados, pelo Complexo. No documento é citada a Resolução Autorizativa ANEEL nº 12.138, de 14 de junho 2022⁴, que indica o valor de potência total instalada considerada para o CTJL, de 740 MW, conforme a tabela mostrada na Figura 3.

UTE	Potência de Placa (kW)	Potência Instalada Declarada (kW)	Potência Líquida Declarada (kW)
Jorge Lacerda I e II	UTLA1 – 100.000 (2 UG de 50.000)	80.000 +110.000 (190.000)	79.000 + 105.000 (184.000)
	UTLA2 – 132.000 (2 UG de 66.000)		
Jorge Lacerda III	262.000 (2 UG de 131.000)	220.000 kW	208.000
Jorge Lacerda IV	363.000 (1 UG de 363.000)	330.000 kW	298.000

Figura 3 - Potências instaladas nas unidades geradoras do Complexo

⁴ Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/rea202212138ti.pdf>

Outros parâmetros operativos são tratados em outro item, a seguir, por constituírem o cálculo da energia contratada, realizado pela ANEEL.

3.2. Energia Contratada

De acordo com o Art. 5º da Portaria nº 768/GM/MME, de fevereiro de 2024, a responsabilidade pela elaboração do contrato de energia de reserva (CER) é atribuída à ANEEL. Consequentemente, o montante contratado foi calculado pela Agência e enviado à EPE, em 6 de agosto de 2024, para ser utilizado como dado de entrada no cálculo do preço da energia contratada.

Em sua correspondência, a ANEEL explicita os parâmetros considerados:

- A. Compra mínima anual de carvão: 2,4 milhões de toneladas, conforme art. 4º da Lei nº 14.299;
- B. Poder calorífico inferior (PCI): 16.028,74 kJ/kg, conforme declaração do agente [3];
- C. Consumo específico: 10.017,53 kJ/kWh, conforme declaração do agente [2];
- D. Geração Bruta: 3.840.165,79 MWh/ano, conforme Equação (1);
- E. Consumo interno: 10,11%, conforme declaração do agente [2];
- F. Perdas Elétricas internas: 0,36%, conforme declaração do agente [2];
- G. Perdas na rede Básica: 2,59%, conforme relatório da CCEE⁵;
- H. **Energia Contratada: 3.350.551,93 MWh/ano**, conforme Equação (2), equivalente a **382,48 MWmed**.

$$D = \frac{A \times 1000 \times B}{C \times 1000} \quad (1)$$

$$H = D \times (1 - E) \times (1 - F) \times (1 - G) \quad (2)$$

3.3. Investimentos (CAPEX)

No documento de instruções para o envio de dados publicado pela EPE, foi solicitado que, caso houvesse necessidade de desembolsos relacionados a *retrofit* (modernização, recuperação ou repotencialização) ou substituição de equipamentos das usinas, esses fossem informados juntamente com os respectivos valores, justificativas e cronogramas de desembolso.

3.3.1. Valor total de investimentos (CAPEX)

Uma das solicitações do documento de instruções da EPE se refere à informação pelo agente dos valores de investimento a serem realizados, assim como as parcelas componentes, com a respectiva data-base financeira, e que os montantes não considerassem juros durante a construção (JDC).

Na remessa inicial de dados, enviada até o dia 26 de abril de 2024, foi encaminhado pela Diamante Energia o documento nº E.DMTE001-CD1-00001 (Rev1) [4], elaborado pela empresa Promon Engenharia, no qual são apresentados os valores de CAPEX mostrados na Tabela 1.

Tabela 1 - Valores totais de CAPEX presentes no relatório da PROMON Engenharia

(Valores em milhares de reais)	Total declarado pela Diamante Energia	Total aprovado pela Promon Engenharia	Total classificado pela Promon como “em cotação”
CAPEX	R\$ 2.807.107,06	R\$ 2.769.177,06	R\$ 37.480,00

⁵ Relatório InfoMercado_Dados_Gerais_2023 (CCEE) Disponível em: <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-mercado-mensal>

Neste documento, foi descrito que os custos de CAPEX apresentados pelo Acionista (Diamante Energia) foram avaliados pela empresa Promon Engenharia, tanto no aspecto técnico da necessidade de aplicação quanto no valor de custos, comparativamente aos valores de mercado praticados. Alguns itens foram qualificados como “em cotação”, nomenclatura utilizada para indicar itens que, embora tenham sido avaliados tecnicamente e aprovados em termos de necessidade, tiveram suas cotações obtidas informalmente (por meio telefônico ou outros), não podendo ser comprovadas durante o período de auditoria.

Motivado por questionamentos feitos pela EPE, o agente enviou, em 11 de maio de 2024, uma revisão do documento, o relatório nº E.DMTE001-CD1-00001 (Rev2) [5]. Nessa revisão, parte das cotações que não foram validadas na versão anterior, devido à informalidade ou imaterialidade das cotações, foram reavaliadas e validadas. As cotações que ainda estavam pendentes de validação foram excluídas, conforme descrito no texto da Promon:

Nesta revisão o Acionista submeteu à apreciação da auditoria da Promon cotações adicionais. A Promon analisou e aceitou essas cotações validando-as para itens do CAPEX e Serviços Especiais.

Dessa forma, o novo valor de CAPEX total, aprovado pela Promon Engenharia, foi de **R\$ 2.791.607.060,00**. Em um novo envio, realizado no dia 22 de maio de 2024, junto à carta que solicitava a desconsideração dos dados anteriormente enviados, o agente reencaminhou a revisão 2 do documento elaborado pela empresa de auditoria independente, ratificando as informações já apresentadas em 11 de maio de 2024.

Por meio do ofício nº 248/2024/SE-MME, de 8 de janeiro de 2025, o MME solicitou a atualização do valor de investimento total a ser realizado. Conforme descrito no item 4.46 da Nota Técnica nº 16/2024/SE-MME (anexa ao ofício), a empresa Diamante Energia informou que a data-base do CAPEX total, aprovado pela Promon Engenharia, é 31/12/2022.

Em reunião realizada no dia 27 de janeiro de 2025, com participação de representantes do MME, a EPE solicitou orientações para atualização monetária do valor de investimento total (CAPEX). Na reunião, o MME ponderou que, como os contratos de energia, em geral, estão atrelados ao Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), tem-se o entendimento de que o mais adequado seria realizar a atualização com base nesse índice. Sendo assim, ficou acordado que o IPCA deve ser utilizado como índice para correção monetária do valor do CAPEX.

Com base no IPCA acumulado no período entre dezembro de 2022 (data-base informada pela empresa Diamante Energia) e dezembro de 2024, de 9,68%⁶, o valor de CAPEX total atualizado é de **R\$ 3.061.713.060,56**.

3.3.2. Comprovação da necessidade técnica de reinvestimento

Nas instruções publicadas pela EPE, foi solicitado o envio de documento comprobatório atestando a necessidade técnica do reinvestimento, elaborado por empresa de auditoria contratada, com exigência de experiência na atividade e realização de vistoria técnica presencial. O objetivo da documentação solicitada é comprovar a necessidade de reinvestimento no projeto, seja em modernização, recuperação, repotencialização ou substituição de equipamentos, exclusivamente para garantir a manutenção da vida útil das usinas por mais quinze anos de operação comercial.

No documento nº E.DMTE001-CD1-00001 (Rev2) [5], de 10/05/2024, é descrito no item 8.1.2 (página 35) que:

Todos os itens que permaneceram planilhados e com valores atribuídos em CAPEX foram validados. Durante a análise propôs-se a exclusão de alguns itens que não puderam ser

⁶ Fonte: Ipeadata. Disponível em: <http://www.ipeadata.gov.br/>

validados tecnicamente. Itens com essa característica foram excluídos da planilha do CAPEX (valores excluídos).

No item 2.3 (página 8) do mesmo documento é mencionado que:

A Promon Engenharia, com sua equipe de engenheiros especialistas multidisciplinares, vistoriou as instalações do Complexo Termoelétrico Jorge Lacerda. A vistoria teve como principal objetivo a comprovação das reais condições das instalações e equipamentos, os quais seguem listados e detalhados no plano de extensão operacional, ora em refinamento, para os próximos 15 anos.

3.3.3. Parecer a respeito dos valores, quantidades, fornecedores, equipamentos e prazos dos orçamentos apresentados

Foi também solicitado o envio de um documento, elaborado pela empresa de auditoria contratada, validando a adequação dos valores, quantidades, fornecedores, equipamentos e prazos dos orçamentos. O objetivo dessa documentação é assegurar que os valores e demais dados apresentados nos orçamentos enviados estejam de acordo com os praticados no mercado.

No item 8.1.3 (página 35) do documento nº E.DMTE001-CD1-00001 (Rev2) [5], é relatado que:

Todos os itens que permaneceram planilhados e com valores atribuídos no CAPEX foram validados qualitativamente e quantitativamente. Os fornecedores cujas propostas foram apresentadas, foram avaliados e validados pela equipe técnica de engenharia. Os prazos para implementação dos projetos de capital também foram validados no âmbito global. Recomenda-se que para implementação futura dos projetos, os cronogramas de cada rubrica de investimento sejam adequadamente detalhados tendo em vista a necessidade de implementação para manter as plantas operacionais.

3.3.4. Cronograma físico-financeiro

As alterações nos valores de investimentos, conforme as revisões realizadas pela PROMON Engenharia e a solicitação feita por meio do ofício nº 248/2024/SE-MME mencionadas anteriormente, resultaram em mudanças nas parcelas anuais de desembolsos. O cronograma físico-financeiro foi revisado em conformidade com os novos valores apresentados nos envios dos dias 22 e 24 de maio de 2024 e atualizados pelo IPCA acumulado de 9,68%⁷, referente ao período entre dezembro de 2022 (data-base informada pela empresa Diamante Energia) e dezembro de 2024.

A Tabela 2 mostra os desembolsos anuais do CAPEX total do Complexo a serem realizados.

Tabela 2 - Cronograma físico-financeiro de desembolsos (Milhões R\$)

2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
261,472	264,480	324,259	268,259	218,671	111,568	259,942	95,906
2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	
293,338	150,409	208,411	190,693	176,671	167,277	70,357	

3.3.5. Parecer sobre inexistência de óbices em relação a modernização ou substituição de equipamentos

Em caso de necessidade de *retrofit* (modernização, recuperação ou repotencialização) ou substituição de equipamentos das usinas, foi solicitado um parecer de empresa de auditoria contratada, independente, atestando que não há óbices, do ponto de vista ambiental, para a modernização ou substituição de equipamentos, assim como para a operação da usina.

Foi encaminhado documento elaborado pela empresa Geo Consultores Engenharia e Comércio Ltda [6], datado de 23 de abril de 2024, no qual está descrito que:

⁷ Fonte: IpeaData. Disponível em: <http://www.ipeadata.gov.br/>

Conforme apresentado à essa auditora pelo agente, são previstas modernizações, recuperações, repotenciações e substituições de equipamentos nas unidades que compõem o complexo Jorge Lacerda, entretanto estas intervenções não geram impactos ambientais nem implicam em necessidade de obtenção de novas licenças, autorizações ou certidões, alterações ou acompanhamentos.

Diante deste cenário, não foi necessário a análise quanto a presença ou ausência de óbices para as situações ora apontadas tendo em vista que estas ações não geram impactos ambientais. Caso, a qualquer tempo, seja identificada ou almejada, por parte do agente, essa necessidade, a orientação é de que o órgão ambiental seja consultado para definição do rito a ser seguido. Isso deve ser realizado à medida que se tenham elementos técnicos suficientes e necessários para caracterizar a ação desejada, seja ela de modernização, recuperação, repotenciações ou substituição de equipamentos.

3.3.6. Parecer sobre a necessidade e valores das ações ambientais

Também foi solicitada a emissão de parecer da empresa de auditoria contratada (preferencialmente da área de gestão ambiental), contendo as justificativas da necessidade de cada ação ambiental e a avaliação dos valores estipulados⁸, comparando-os com os praticados pelo mercado. No mesmo documento elaborado pela empresa Geo Consultores Engenharia e Comércio Ltda [6], é citado que:

As atividades vinculadas à operação de empreendimentos com a tipologia e dimensões do Complexo Termoelétrico de Jorge Lacerda demandam uma série de ações e procedimentos de cunho socioambiental. Diversas ações são impostas por força das Licenças Ambientais de Operação, outras muitas são derivadas de manuais e procedimentos ambientais praticados pela Operadora que objetiva a adequação do empreendimento às melhores práticas ambientais, voltados a garantir a operação do empreendimento de forma ambientalmente sustentável e legalmente adequada. Por óbvio, tais ações e procedimentos geram custos que devem ser observados e confrontados com valores praticados pelo mercado. O presente item demonstra a necessidade das ações adotadas e previstas, bem como a adequação de seus custos aos praticados pelo mercado.

Para fazer essa análise se contrapôs os custos apresentados pelo operador do complexo Jorge Lacerda, considerando a expertise desta contratada de forma que se possa concluir sobre a aderência do praticado pelo complexo à prática.

- Gestão Ambiental: Quanto aos custos apresentados, eles são considerados compatíveis com as práticas de mercado e com as atividades desenvolvidas. É importante manter uma abordagem sustentável e alinhada com as normas ambientais para garantir a continuidade operacional do Complexo Termoelétrico Jorge Lacerda.

- Sistema de monitoramento ambiental: Existem diversos sistemas com essa finalidade no mercado, porém o valor apresentado é razoável e compatível com o mercado para o presente tipo de monitoramentos e dados, sendo um valor adequado.

- Programa de Educação Ambiental, Campanhas Ambientais e Semana do Meio Ambiente: Para a realidade do complexo Jorge Lacerda, considerando os aspectos elencados, o potencial da área de inserção, a etapa em que se encontra o empreendimento (que permite a execução de atividades contínuas), pode-se considerar que o valor está bem ajustado à realidade.

- Controles de Pragas, Limpeza de Fossas e Caixas d'água, bem como vistoria de pátios: Os valores são os praticados no mercado, e ainda há que se considerar a disponibilidade do mercado local.

- Inventário das emissões de gases de efeito estufa (GEE) e Manutenção de Horto Florestal: O Inventário GEE apresenta-se condizente com o mercado, considerando os valores propostos e contratos já realizados por empresas parceiras desta consultoria. Quanto ao horto, o valor está condizente com a prática de mercado, conforme pode ser constatado nos valores de referência da tabela SICRO – DNIT para a região sul, fonte de consulta para verificação deste item.

⁸ Os valores das ações ambientais estão incluídos no montante total de investimento informado no item 3.3.1. Valor total de investimentos (CAPEX).

- *Levantamentos Ambientais de Fauna e Flora: Os valores necessários para tais levantamentos podem variar consideravelmente em função do tamanho da intervenção necessária ou pretendida. No entanto, considerando as dimensões do empreendimento em tela, consideram-se os valores apresentados como compatíveis com as práticas de mercado e com as atividades desenvolvidas.*

- *Monitoramento de Emissões Atmosféricas: a manutenção adequada de todo o sistema é essencial, sem deixar de considerar as atualizações necessárias aos sistemas de automatização, assim, os custos apresentados refletem essa necessidade e estão alinhados com as práticas de mercado.*

- *Gerenciamento de Resíduos Sólidos: Em relação aos dados apresentados, que detalham o inventário de resíduos do CTJL os valores são considerados adequados e estão em conformidade com os padrões de mercado. Esta análise indica que as práticas adotadas estão alinhadas às expectativas e normativas vigentes, reforçando o compromisso do empreendimento com a gestão ambiental responsável.*

- *Monitoramento de Águas e Efluentes: os valores mencionados referentes a este item estão alinhados com os praticados no mercado. Esta conformidade reforça o compromisso do empreendimento com a sustentabilidade e a responsabilidade ambiental.*

3.3.7. Outras informações

Além dos dados já descritos, também foi solicitada a apresentação de:

- Cronograma de motorização referente aos equipamentos modernizados ou substituídos na ocasião de reinvestimento, que deve ser atestado pela empresa de auditoria independente; e
- Matriz de riscos dos contratos de EPC (“*Engineering, Procurement, and Construction*”), elaborada e certificada pela empresa de auditoria contratada, apresentando, ao menos, os riscos mapeados, a alocação, o impacto, a probabilidade e a forma de mitigação, com o objetivo de levantar os riscos pertinentes ao projeto. A análise desses riscos permitirá estabelecer diretrizes das cláusulas contratuais, a fim de mitigar variações, principalmente, no orçamento e nos prazos estabelecidos.

Em relação ao cronograma de motorização, no parecer da Promon [5], foi descrito que:

Entende-se que no âmbito dos projetos de CAPEX e nos custos de O&M referentes ao CTJL, não há aplicabilidade para um programa de motorização. As unidades existentes, seja em função de substituição de itens, ou mesmo de modificação de equipamentos, não estará sujeita a motorização para aumento de eficiência, ou para qualquer outra finalidade. Esse é o motivo pelo qual o Acionista não apresentou um cronograma especificamente dedicado a esse tema.

Já em relação a matriz de riscos dos contratos de EPC, no mesmo documento, foi citado que:

Dada a estratégia executiva do Acionista de executar os investimentos necessários sob gestão direta do próprio Acionista, com escopos contratados a cada fornecedor específico, entende-se que a matriz de riscos de contratos EPC não é aplicável.

Comentários EPE

Foram considerados como parâmetros de entrada para o cálculo os dados de investimentos citados, conforme auditoria e avaliação realizada pelas empresas contratadas pela Diamante Energia. É importante ressaltar que não consta no escopo das atividades da EPE, conforme definido na legislação referente à contratação do CTJL, fiscalizar a realização desses investimentos durante os anos de contratação do CTJL.

3.4. Depreciação

Foi solicitado, no documento de Instruções da EPE, que, caso tivessem investimentos a serem realizados, fossem fornecidas informações referentes a depreciação a ser aplicada aos itens declarados.

O primeiro laudo referente à depreciação [7], produzido pela empresa Ernst & Young, foi enviado à EPE em conjunto com os outros documentos solicitados nas instruções de envio, no dia 26 de abril de 2024. O laudo considerava um total de investimentos de R\$ 3.772.279.000,00. Neste primeiro laudo, não foram especificadas as taxas aplicadas para a obtenção desse CAPEX que, sem correções, difere do CAPEX originalmente apresentado pela Diamante à Promon Engenharia (R\$ 2.807.107.060,00), empresa auditora dos valores referentes a investimentos.

Em e-mail de esclarecimentos, encaminhado no dia 17 de maio de 2024, a Diamante informou que “o estudo elaborado pela EY levou em consideração o CAPEX original da Diamante, fundamentalmente, por conta de que a Promon não estabeleceu óbices aos serviços ali indicados apenas, em linhas gerais, solicitou cotações específicas adicionais”. Adicionalmente, informou que: “a EY poderá atualizar a capítulo de depreciação em linha com o CAPEX revisado e validado pela Promon”.

Em novo envio de dados, datado de 24 de maio de 2024, ocasião da solicitação de que os novos dados fossem considerados definitivos, o agente encaminhou um novo laudo da EY revisado [8], que considera o novo valor de CAPEX aprovado pela Promon (R\$ 2.791.607.060,00). Além disso, foi enviado um laudo complementar [9], detalhando as correções inflacionárias adotadas, o indicador utilizado e os seus respectivos valores projetados para cada ano.

Em seu laudo, a empresa Ernst & Young declara que:

Em relação ao presente estudo, nenhum processo de due diligence ou outros processos de verificação foram realizados pela EY. Não foram feitas verificações independentes sobre a integridade e a precisão das informações disponibilizadas pela Diamante, da mesma forma que não foi realizada avaliação independente de nenhum dos ativos ou passivos da Empresa.

A EY também não conduziu nenhuma inspeção física dos ativos do CTJL, tampouco realizou análise relacionada à situação de solvência do mesmo. As informações fornecidas foram consideradas como sendo completas e acuradas em todos os aspectos materiais.

Após as devidas ressalvas, a empresa Ernst & Young confirmou que a totalidade dos valores de CAPEX previstos para o período do contrato está sujeita a depreciação, conforme texto a seguir. Vale destacar que, conforme parecer da PROMON Engenharia, os investimentos declarados são constituídos exclusivamente por materiais e serviços:

Dessa forma, estão sujeitos a depreciação a totalidade dos valores dos investimentos (“CAPEX”) previstos para o CTJL durante o período do novo contrato a ser definido.

Em relação ao critério de cálculo a ser considerado, a empresa E&Y descreve que:

A partir de 1º de janeiro de 2025, quando entra em vigor o primeiro ano do contrato, os ativos investidos serão depreciados ao longo dos 15 anos de duração do contrato de energia, conforme estabelecido pela Lei nº 14.299. Esse procedimento assegura a recuperação integral dos investimentos ao longo da concessão, eliminando a necessidade de pagamento de indenizações.

Em complementação, sobre o período de depreciação é citado que:

A depreciação e amortização dos investimentos foram projetados para serem realizados ao longo dos 15 anos referentes ao período de duração do contrato devido à necessidade da desativação do projeto ao final deste período, sendo a desativação prevista pela Lei nº 14.299.

Considerando a solidez dos dados, a EPE utilizou como base para esse parâmetro as taxas de depreciação declaradas nos relatórios mais recentes da empresa Ernst Young [8] [9], aplicadas às parcelas de investimento devidamente corrigidas a IPCA para dezembro de 2024. Os dados de depreciação do relatório da E&Y estão consolidados na Figura 4 e a descrição explicativa dos valores é apresentada no trecho abaixo:

As informações sobre os novos investimentos foram fornecidas pela Diamante, as quais foram calculadas e validadas pela Promon. Esses investimentos foram projetados com base

nas estimativas de manutenção das instalações que compõem o CTJL, sendo ajustadas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

Entre os anos de 2025 e 2039, há previsão de:

- ▶ Serem gastos com revisões cerca de BRL 1.200 milhões;
- ▶ Serem investidos cerca de BRL 1.592 milhões nas unidades de geração, somando um valor total de CAPEX de R\$ 2.792 milhões.

Com o ajuste desse valor total pelo IPCA, a Diamante deverá desembolsar um CAPEX total de aproximadamente BRL 3.751 milhões no período entre 2025 e 2039. Esse montante reflete a importância de manter a infraestrutura atualizada e eficiente, contribuindo para o alcance dos objetivos estratégicos da empresa.

Descrição	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Investimento realizado - base Promon	-	-	238.405	241.147	295.653	244.593
Deflador do CAPEX para Dez/2022	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Investimento na Data-Base	-	-	227.788	230.408	282.487	233.701
Inflação projetada (IPCA)	4,87%	3,87%	3,60%	3,54%	3,51%	3,51%
Índice de reajuste acumulado	1,05	1,09	1,13	1,17	1,21	1,25
Investimento realizado no ano	-	-	257.057	269.224	341.673	292.596
% investido depreciado/amortizado	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Investimento depreciado/amortizado	-	-	257.057	269.224	341.673	292.596
Taxa de depreciação do ano			6,67%	7,14%	7,69%	8,33%
Depreciação anual calculada			17.137	36.367	62.650	87.033
Depreciação anual equipamentos			6.803	18.965	32.367	46.782
Depreciação anual outros custos			10.334	17.402	30.283	40.251
Taxa de depreciação acumulada			17.137	53.505	116.155	203.187

Descrição	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Investimento realizado - base Promon	199.380	101.725	237.010	87.445	267.460	137.140
Deflador do CAPEX para Dez/2022	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Investimento na Data-Base	190.501	97.195	226.456	83.551	255.550	131.033
Inflação projetada (IPCA)	3,51%	3,51%	3,51%	3,51%	3,51%	3,51%
Índice de reajuste acumulado	1,30	1,34	1,39	1,44	1,49	1,54
Investimento realizado no ano	246.888	130.389	314.468	120.099	380.241	201.818
% investido depreciado/amortizado	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Investimento depreciado/amortizado	246.888	130.389	314.468	120.099	380.241	201.818
Taxa de depreciação do ano	9,09%	10,00%	11,11%	12,50%	14,29%	16,67%
Depreciação anual calculada	109.477	122.516	157.457	172.470	226.790	260.426
Depreciação anual equipamentos	56.059	68.933	93.190	104.660	124.471	143.750
Depreciação anual outros custos	53.418	53.583	64.267	67.810	102.319	116.676
Taxa de depreciação acumulada	312.665	435.181	592.638	765.108	991.897	1.252.323

Descrição	2035	2036	2037	2038	2039
Investimento realizado - base Promon	190.025	173.870	161.085	152.520	64.150
Deflador do CAPEX para Dez/2022	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Investimento na Data-Base	181.563	166.127	153.912	145.728	61.293
Inflação projetada (IPCA)	3,51%	3,51%	3,51%	3,51%	3,51%
Índice de reajuste acumulado	1,59	1,65	1,71	1,77	1,83
Investimento realizado no ano	289.469	274.164	262.928	257.694	112.194
% investido depreciado/amortizado	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Investimento depreciado/amortizado	289.469	274.164	262.928	257.694	112.194
Taxa de depreciação do ano	20,00%	25,00%	33,33%	50,00%	100,00%
Depreciação anual calculada	318.320	386.861	474.504	603.350	715.544
Depreciação anual equipamentos	169.465	199.679	237.784	303.010	415.204
Depreciação anual outros custos	148.854	187.181	236.720	300.340	300.340
Taxa de depreciação acumulada	1.570.643	1.957.504	2.432.008	3.035.358	3.750.902

Figura 4 – Dados de depreciação do Complexo termelétrico Jorge Lacerda

Fonte: Ernst & Young

Um ponto de especial relevância é que os desembolsos ocorrerão ao longo de todo o período contratual, que corresponde ao período total de depreciação considerado (15 anos), sob a justificativa de que a Lei nº 14.299/2022 prevê a necessidade de desativação do projeto ao final deste período (Art. 4º

§ 1º). Considerando as parcelas de desembolso anuais, o cálculo da depreciação é realizado período a período, tendo como base o intervalo resultante entre a data de cada desembolso e o final do contrato. Ou seja, o desembolso realizado no primeiro ano será amortizado em 15 parcelas, o desembolso realizado no segundo ano, amortizado em 14 parcelas e, assim, sucessivamente até que o valor do último investimento deverá ser amortizado completamente em uma única parcela, no mesmo ano do desembolso (último ano de contrato).

Comentários EPE

Não foi feita nenhuma avaliação contábil em relação aos valores e ao critério, declarados pela empresa Ernst & Young, utilizados no cálculo da depreciação dos investimentos previstos para CTJL.

3.5. Custos de Operação e Manutenção (O&M)

No documento de Instruções da EPE, foi solicitado que fossem informados valores fixos (em R\$/ano e R\$/kW por ano) e variáveis (em R\$/MWh) dos custos com operação e manutenção vinculados à atividade de geração de energia elétrica, incluindo custos administrativos inerentes.

No relatório enviado [5], que apresenta os dados de investimentos, a empresa Promon Engenharia também detalha e valida as parcelas de custos de operação e manutenção do Complexo. Em sua classificação de custos, a Promon define uma parcela do O&M (OPEX) denominada “Serviços Especiais”, referente aos custos de “*manutenções não recorrentes que exigem contratações individuais*”. Somando-se a ela outra parcela referente a “demais despesas”, integraliza-se OPEX total.

No relatório, a Promon Engenharia afirma que “*os dados de OPEX / SERVIÇOS ESPECIAIS foram apresentados pelo Acionista em planilhas Excel estruturadas com cada rubrica*” e que “*os valores foram na sua maioria validados*”. Conforme avaliação da Promon, o OPEX Serviços Especiais equivale a R\$ 150.670.460,00.

Na seção referente ao OPEX total do relatório da Promon, é mencionado que esse valor foi avaliado tomando como base dados fornecidos pela Diamante Energia à Promon, através de seu relatório de OPEX e dos contratos disponibilizados. O relatório apresenta um histórico dos custos com pessoal, material, serviço de terceiros, outras despesas e seguros, abrangendo os anos de 2019 a 2023, além dos valores previstos para 2024 e 2025. É observado que algumas contas apresentam aumentos a partir dos anos de 2021 e 2022, período correspondente à transição do gestor anterior do CTJL para a Diamante Energia. O documento ressalta que a conta “Materiais” é a única composta por uma componente fixa e uma variável, com uma distribuição de 11,1% e 88,9%, para a parcela fixa e para a parcela variável, respectivamente.

O relatório também menciona um aumento na contratação de empresas de manutenção e de atuação administrativas no ano de 2022 e 2023. Conforme texto do relatório, esse aumento se deve à “absorção de serviços antes não realizados no site e sim centralizadamente pela gestora anterior” e à “retomada de algumas atividades de manutenção em função da alteração do horizonte de geração de energia que passou de 2027 para 2039, devido ao contrato de energia de reserva - CER”. É afirmado que, para a conta “Serviços”, “estas contratações estão em linha com as atividades demandadas por uma usina termelétrica a carvão mineral nacional”. Além disso, dentro dessa conta, está incluída a parcela de “Serviços Especiais”, mencionada anteriormente. O relatório também ressalta que “nos valores apresentados já estão incluídos a montagem e comissionamento, quando houver”.

Na conta “Outros” são considerados “tributos estaduais e municipais, incentivos e doações que fomentem a cultura, esportes, ou seja, o desenvolvimento social, além de arrendamentos e aluguéis,

viagens e despesas com estagiários”. Esses custos também são validados, por serem considerados razoáveis. Finalmente, a conta “Seguros” apresenta um aumento significativo a partir de 2022, justificado no relatório por dois pontos:

A motivação ambiental, fator importante para este acréscimo de valores, pois hoje existe um apelo da sociedade em geral para a restrição na geração de energia com combustíveis mais poluentes, como o carvão mineral, e esta preocupação e cobrança se refletem nos valores dos prêmios.

Provavelmente a motivação mais importante, está no ganho de escala. Com a gestora precedente, havia uma redução do prêmio do seguro em razão de ganhos de escala. Isso pode ser entendido pelo fato o CTJL ser um dos ativos do gestor anterior, e portanto fazer parte de um portfólio de empresas. Atualmente sob gestão da Diamante Energia, sendo o complexo o único ativo, esses valores são expressivamente maiores.

Ressalta-se que, conforme informado pelo agente e descrito na Nota Técnica anexa ao Ofício nº 248/2024/SE-MME, os custos de Operação e Manutenção informados pelo agente, diferentemente dos valores de investimento (CAPEX), fazem referência a janeiro de 2025. Sendo assim, não foi feita correção monetária desses dados.

3.5.1. Parecer atestando valores e aplicações

Foi solicitado o envio de um parecer, elaborado pela empresa de auditoria contratada, que validasse a adequação dos valores e comprovasse suas aplicações na operação e manutenção da usina. Além disso, a mesma empresa deveria apresentar uma proposta de estruturação da equipe de operação e manutenção. O objetivo do parecer é verificar se os valores e outros dados descritos estão de acordo com o praticado no mercado.

No relatório encaminhado da Promon Engenharia, a parcela referente aos custos de pessoal é considerada “em linha com o mercado” e “razoavelmente estabelecida”. Da mesma forma, a parcela destinada a aquisições de materiais é afirmada como “dentro da realidade e coerentes com as atividades de uma usina termelétrica a carvão mineral nacional”. Segue a descrição do trecho do documento:

A avaliação da Promon Engenharia para o efetivo do CTJL, da Diamante Energia, é que o contingente é compatível com as atividades desenvolvidas em uma usina termelétrica a carvão mineral nacional do porte deste complexo, que possui três usinas, com os tempos de vida extremamente longos e com os equipamentos principais dos mais diversos fornecedores.

Apesar do efetivo ser complexo, com todas as funções, setores e disciplinas de uma empresa de energia e com a quantidade expressiva de tarefas e atividades, são similares aos utilizados na maioria das empresas através de subcontratos e terceirizações, incluindo empresas estrangeiras. Na Diamante Energia as atividades são desenvolvidas por pessoal próprio, com o apoio de empresas terceirizadas regionais, o que traz grandes vantagens econômicas para a empresa e sociais para a região. A filosofia de desenvolvimento e preservação das equipes em geral, com destaques para as equipes de manutenção, engenharia e operação, adotadas historicamente, foi fundamental para a CTJL permanecer no mercado de energia ainda hoje e de modo robusto. Considera-se relevante a manutenção desta filosofia de recursos humanos para a continuidade operacional com segurança, estabilidade e preservação do conhecimento.

3.5.2. Parecer sobre os contratos de O&M

Foi solicitado que a empresa de auditoria contratada elaborasse um parecer identificando a alocação de riscos e responsabilidades das partes, além de avaliar a adequação das garantias de desempenho dos serviços e equipamentos. Sendo assim, no relatório entregue da Promon Engenharia foi apresentado o seguinte parecer:

A análise das contratações da Diamante Energia, é de que se trata de um sistema extremamente robusto, informatizado, rastreável, seguro e dentro das melhores práticas de governança corporativa. O sistema de contratos possui uma rastreabilidade interessante, inclusive com todas as etapas de negociações arquivadas e de fácil verificação.

O sistema de levantamento de propostas e preços para a aquisição de um determinado serviço ou equipamento é totalmente informatizado, com todos os fornecedores previamente cadastrados e verificados, minimizando riscos de uma aquisição problemática, quer seja tecnicamente, quer seja comercialmente, além de sempre buscarem o maior número de fornecedores para o processo licitatório, nem sempre se limitando a três propostas, por vezes com inúmeros fornecedores.

A análise dos contratos vigentes, em todas as modalidades de contratação e aquisição de bens e serviços, consideramos totalmente em linha com as necessidades operacionais e de manutenção de uma usina termelétrica a carvão mineral, com as necessidades administrativas de uma empresa do porte da Diamante Energia e com as necessidades para se produzir energia com segurança e minimizando os impactos ambientais.

A análise de valores destes contratos analisados, e foram analisados em sua grande maioria, com foco em importância e valores, demonstram uma total coerência e alinhamento com os valores praticados no mercado nacional, e vale destacar que em função do foco que possuem em empresas regionais, por muitas vezes conseguem a realização de contratos interessantes financeiramente e com excelente retorno na qualidade dos serviços contratados. A Diamante Energia disponibilizou para a nossa verificação, todos os contratos, em todas as modalidades, ou seja, contratos de longo prazo, contratos de curto prazo e de parcerias, bem como, organizados por setores, com informações claras, precisas, e contendo informações de justificativas da contratação, valores, abrangência, contatos das empresas, como também os históricos das licitações e negociações com os fornecedores, em um sistema de fácil verificação de todo o histórico.

3.5.3. Custos fixos de O&M

Os custos fixos finais apresentados, tanto no Sumário dos dados quanto no parecer da Promon, são resultados de projeção, considerando ajustes na operação e na manutenção do Complexo, “em face da nova estratégia operacional”, conforme citado no parecer, em referência à alteração de horizonte de operação de 2027 para 2039. Esses custos somam anualmente **R\$ 302.700.067**, e são explicitados conforme tabela da Figura 5. O valor do O&M fixo, ponderado pela capacidade instalada, é de **409,05 R\$/kW por ano**.

CONTAS	2025
PESSOAL	116.023.445
MATERIAL	3.084.164
SERVIÇO DE TERCEIROS	122.764.550
OUTRAS DESPESAS	13.184.158
SEGUROS	47.643.750
TOTAL	302.700.067

Figura 5 - Tabela com os custos fixos anuais projetados para CTJL

3.5.4. Custos variáveis de O&M

Como mencionado no início do item “Custos de Operação e Manutenção (O&M)”, a parcela de materiais inclui tanto valores fixos quanto variáveis. Esses valores constituem o O&M variável das usinas e foram estratificados por unidade geradora conforme a seguinte distribuição: 10,4% referente à unidade UTLA1; 23,3% referente à unidade UTLA2; 29,9% referente à UTLB; e 36,4% referente à UTLC.

Os valores dos custos variáveis de Operação e Manutenção (O&M) por usina e total do Complexo são mostrados na Figura 6.

	Custo materiais variável em R\$/MWh_{bruto}
UTLA1	58,78*
UTLA2	16,37*
UTLB	5,33*
UTLC	4,10*
CTJL	6,22*

Figura 6 – Tabela com os custos de O&M variável por usina e do Complexo

Conforme descrito no relatório [5] apresentado pelo agente responsável, os custos demonstrados na Figura 6 foram calculados com base na inflexibilidade declarada de cada usina, totalizando 453 MWmed. Embora o valor do custo de O&M variável (agregado) tenha sido calculado com base em um valor de inflexibilidade diferente do considerado na estimativa de geração (demonstrada no item 3.2), a proporcionalidade dos custos variáveis permite a utilização do valor declarado pelo agente no cálculo do preço de contratação, mesmo que seja considerado o montante de energia contratada definida pela ANEEL.

Sendo assim, para fins de cálculo do preço de contratação, foi utilizado o valor agregado de **R\$ 6,22/MWh** como custo de O&M variável referente ao CTJL.

Comentários EPE

Assim como os valores de investimentos, foram considerados como dados de entrada para o cálculo os custos de O&M (fixo e variável) citados, conforme auditoria e avaliação realizada pela empresa contratada pela Diamante Energia (PROMON Engenharia). É importante ressaltar que não consta no escopo das atividades da EPE, conforme definido na legislação referente à contratação do CTJL, fiscalizar a realização dessas despesas durante os anos de contrato.

3.6. Custos com combustível

Segundo o art. 2º, incisos II e III, da Portaria nº 768/GM/MME, de 2024, para o cálculo do preço do CER vinculado ao CTJL deverão ser observados o preço do carvão mineral nacional, a ser homologado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (conforme Inciso III do § 1º do Art. 6º da Lei nº 14.299/2022), e o preço dos combustíveis secundários, publicados mensalmente pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), das revendedoras no Estado de Santa Catarina.

3.6.1. Custo do combustível principal - carvão mineral nacional

No dia 22 de outubro de 2024, foi publicada pela ANEEL a Resolução Homologatória nº 3.410 (ANEXO 4), que homologa o preço do carvão mineral nacional, a ser adquirido pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda no âmbito do Contrato de Energia de Reserva de que trata a Lei nº 14.299, de 5 de janeiro de 2022, no valor de **R\$ 406,38 por tonelada** para o ano-base 2023 (referenciado a 31 de dezembro de 2022).

Para a atualização monetária do valor, a ANEEL recomendou, por meio do Ofício nº 270/2024-DIR/ANEEL (de 25 de outubro de 2024), que fosse utilizado o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) para reajuste do referido preço do carvão, no âmbito do respectivo CER. Sendo assim, considerando o IPCA acumulado no período (9,68%⁹), o preço do carvão mineral atualizado até a data é de **R\$ 445,70 por tonelada**.

⁹ Referência: IPCA acumulado entre os meses de dezembro de 2022 e dezembro de 2024. Fonte: Ipeadata <http://www.ipeadata.gov.br>

Considerando o preço do combustível exposto acima e o montante de 2.400.000 toneladas a serem adquiridas por ano, foi utilizado o custo anual com combustível de **R\$ 1.069.680.000** para fins de cálculo do preço de contratação do CTJL.

3.6.2. Comprovação de disponibilidade de combustível e reagentes durante o período de vigência do CER

Foi solicitado o envio de documento, emitido por empresa de auditoria contratada, que comprovasse a suficiência de combustível e de reagentes (caso sejam utilizados no processo de abatimento de emissões atmosféricas) para garantir a plena geração da usina durante o período de operação definido em Lei.

Em atendimento a essa solicitação, foi enviado relatório emitido pela Fundação Luiz Englert [10], que apresenta o resultado da auditoria realizada na Cadeia Produtiva de Carvão Mineral (CPCM) de Santa Catarina (SC), para o período 2020 a 2022. O objetivo foi avaliar a capacidade de fornecimento de carvão de cada empresa para o CTJL, incluindo reservas, lavra, beneficiamento de carvão e de rejeitos, compra de terceiros e logística de transporte, considerando a necessidade de atender o fornecimento de carvão CE4500 no período de 2025 a 2040.

No item de “Considerações finais” do relatório foi descrito que:

O total de reservas de carvão CE4500 disponível, nas empresas fornecedoras de carvão energético para a Diamante Geração de Energia, foi estimado em aproximadamente 44 milhões de toneladas. Para o fornecimento de 2,4 milhões de t/ano, a vida útil foi estimada em 18 anos, correspondendo ao período de 2023 a 2040. Os recursos disponíveis, aproximadamente 29 milhões de toneladas, indicam uma vida útil de 12 anos considerando o mesmo volume de fornecimento. Portanto, existem reservas e recursos suficientes para atender o período 2025-2040. Além disso, também, há a possibilidade de uso dos recursos potenciais de carvão CE4500 de duas empresas não fornecedoras para o CTJL: Maracajá e Minageo.

3.6.3. Custo do combustível secundário

Conforme solicitação feita através do Ofício nº 248/2024/SE-ME, foi realizado cálculo para a consideração do custo de combustível secundário, adicionalmente ao custo do combustível principal, na composição do custo de combustível total. Segundo descrito no documento [1], disponibilizado pela empresa Diamante Energia, o óleo diesel é utilizado nos processos de partida da unidade e para estabilização de chama de carvão com carga reduzida ou em manobras, sendo esse combustível proveniente de fornecimento das distribuidoras locais.

Para a realização do cálculo do custo com combustível secundário, devem ser considerados os dados de consumo de óleo diesel por ano e o preço do combustível das revendedoras do Estado de Santa Catarina, conforme a Portaria nº 768/GM/MME/2024.

Sendo assim, para a estimativa do consumo médio anual de combustível secundário (óleo diesel) foi feita análise dos montantes consumidos de óleo diesel, em litros, nos últimos dois anos (2023 e 2024), descritos nos arquivos referentes ao reembolso anual da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) recebidos pela Diamante Energia, disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)¹⁰. O consumo médio anual de óleo diesel em 2023 e em 2024 é comparado com os valores de energia gerada pelo CTJL nesses anos, disponibilizados pela Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)¹¹. Os dados analisados estão consolidados na Tabela 3.

¹⁰ Dados disponíveis em: <https://www.ccee.org.br/mercado/contas-setoriais/conta-de-desenvolvimento-energetico-cde>

¹¹ Dados de Geração por usina em base horária, disponíveis em: <https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-usina-2>

Tabela 3 - Dados de consumo de óleo diesel por energia gerada

Ano	Energia Gerada (MWh)	Consumo Óleo Diesel (litros)	Índice (litros/MWh)
2023	4.004.213	3.167.000	0,79
2024	3.960.557	3.140.000	0,79

Com isso, utilizando o valor médio de consumo do combustível secundário por energia gerada dos últimos dois anos, de 0,79 litros/MWh, para gerar a quantidade de energia calculada pela ANEEL, de 3.350.551,93 MWh, estima-se ser necessário o consumo de **2.646.936** litros de óleo diesel.

Importante ressaltar que, nos últimos dois anos, a energia anual gerada pelo CTJL foi superior, em torno de 20%, ao montante de energia a ser contratada para os próximos 15 anos, o que justifica o valor estimado de consumo de combustível secundário ser menor do que o observado nos últimos dois anos. Além disso, com os investimentos a serem realizados nos próximos anos para atualização ou substituição de equipamentos (conforme os valores declarados pela Diamante Energia e certificados pela Promon Engenharia), é esperado que a eficiência dos equipamentos seja maior (ou mantida semelhante a atual) e, com isso, o consumo de combustível tenda a ser igual ou menor ao consumo verificado em anos anteriores.

Em relação ao preço do combustível secundário, conforme orientações dadas em reunião realizada no dia 27 de janeiro de 2025, com participação de representantes do MME e da EPE, o MME esclareceu que deve ser considerado o preço do óleo diesel, disponibilizado pela ANP, referente ao mês corrente da região onde se localiza o CTJL (Estado de Santa Catarina), conforme disposto no inciso III do § 1º do art. 6º da Lei nº 14.299, de 2022. Sendo assim, foi considerado o valor de **R\$ 6,07/litro**, referente ao mês de janeiro de 2025, conforme disponibilizado no Painel Dinâmico - Preços de revenda e distribuição de combustíveis (ANP)¹².

Por fim, a estimativa de gastos com combustível secundário é de **R\$ 16.066.902 por ano**.

3.7. Tributos, Encargos e Custos Setoriais

Foi solicitada a descrição dos tributos, encargos e custos setoriais a serem considerados, vinculados ao CTJL e à comercialização da energia elétrica produzida, assim como suas respectivas alíquotas. Além disso, foi pedida a indicação se deverá ser considerado algum benefício fiscal ou tributário no cálculo.

Em resposta ao solicitado no documento de instruções de envio da documentação, publicado pela EPE, a Diamante Energia forneceu os valores das taxas aplicáveis à operação das usinas, através do Sumário de Dados e do parecer da empresa contratada [11], que estão descritos nos itens a seguir.

3.7.1. Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS)

A tributação sobre as receitas decorrentes da venda de energia da empresa Diamante Energia é calculada com base no lucro real e as alíquotas de PIS e COFINS são, respectivamente, **1,65%** e **7,6%**, conforme artigo 1º da Lei nº 10.637/02 e do artigo 1º da Lei nº 10.833/03.

3.7.2. Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ)

¹² Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrjoiMGM0NDhhMTUtMjQwZi00N2RlLTk1M2UtYjYkxZTlkNzYzE5liwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTlEYNGFmY2FkYzYkxMyJ9>

A alíquota do IRPJ incidente sobre o resultado auferido com as atividades da empresa é de **15%**, com adicional de **10%** sobre o resultado mensal que ultrapassar R\$ 20.000,00, conforme artigos 1º a 6º da Lei nº 9.430/96.

3.7.3. Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)

A alíquota de CSLL incidente sobre o resultado auferido com as atividades da empresa é de **9%**, conforme artigos 1º a 3º da Lei nº 7.689/88.

3.7.4. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)

A TFSEE foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 (Art. 12 e 13) e regulamentada pelo Decreto nº 2.410, de 1º de dezembro de 1997, com vistas a constituir a receita da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para cobertura de suas despesas administrativas e operacionais. Trata-se de valor fixado anualmente pela própria ANEEL e recolhido mensalmente, em duodécimos, por todos os agentes que atuam na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

A TFSEE é diferenciada em função da modalidade e proporcional ao porte do serviço concedido, permitido ou autorizado, e equivale a 0,4% do valor do Benefício Econômico Típico Unitário (BETU) auferido pelo respectivo agente com a prestação do serviço. O Benefício Econômico é divulgado para cada ciclo anual em janeiro e, para o ciclo de 2025, o BETU foi de R\$ 1.077,93/kW.

As usinas do CTJL tiveram suas tarifas para o ciclo 2025 publicadas no Despacho ANEEL nº 8, de 9 de janeiro de 2025¹³, resultando no valor de **R\$ 4,3117/kW**, conforme os dados da Tabela 4:

Tabela 4 – Dados disponibilizados no Despacho ANEEL nº 8/2025

Usina	Potência (kW)	TFSEE Exercício 2025 (R\$)	TFSEE Exercício 2025 (R\$/kW)
Jorge Lacerda I e II	190.000	819.226,80	4,3117
Jorge Lacerda III	220.000	948.578,40	4,3117
Jorge Lacerda IV	330.000	1.422.867,60	4,3117
CTJL	740.000	3.190.672,80	4,3117

3.7.5. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

Os recursos para Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) foi instituído pela Lei 9.991, de 24 de julho de 2000 e regulamentado pelo Decreto nº 3.867, de 16 de julho de 2001, Decreto nº 5.879, de 22 de agosto de 2006 e Decreto nº 7.204, de 8 de junho de 2010, com a finalidade de incentivar a busca por inovações e fazer frente aos desafios tecnológicos do setor elétrico.

Para tanto, foi determinada a destinação anual de uma percentagem da Receita Operacional Líquida (ROL) das concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica¹⁴, concessionárias e permissionárias¹⁵ de serviços públicos de distribuição e concessionárias de serviços públicos de transmissão de energia elétrica a Projetos de P&D, a Projetos de Eficiência Energética (EE), ao Fundo Nacional de Desenvolvimento da Ciência e Tecnologia (FNDCT) e ao Ministério de Minas e Energia (MME).

O valor de encargo P&D pago será de **1%** da ROL decorrente da venda da energia de reserva, conforme art. 2º da Lei 9.991/2000.

3.7.6. Encargos de Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição

¹³ Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2025008ti.pdf>

¹⁴ Excluídas as empresas que geram energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada, conforme art. 2º da Lei 9.991/2000.

¹⁵ Excluídas as permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica cuja energia vendida anualmente seja inferior a 500 GWh (quinhentos gigawatts-hora), conforme § 2 do art. 1º da Lei n. 9.991/2000.

Os valores da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) foram apresentados individualmente, por usina, no Sumário de Dados preenchido pelo agente responsável. Entretanto, os contratos de transmissão e distribuição (CUST, CUSD e CCT) não haviam sido enviados e, por isso, não havia informação quanto aos montantes presentes nos contratos de uso do sistema. Diante dessa lacuna, no e-mail intitulado “Solicitações de retificação e esclarecimentos em relação as informações enviadas - CTJL”, enviado em 6 de maio de 2024, a EPE solicitou o envio dos contratos ausentes. A demanda foi atendida pelo agente em 11 de maio de 2024.

Em janeiro de 2025, foi solicitado pelo MME, através do Ofício nº 248/2024/SE, que os valores de TUST e TUSD fossem atualizados do ciclo 2023-2024 para o ciclo 2024-2025, conforme Resoluções Homologatórias ANEEL nº 3.349 e 3.374 de 2024.

Assim, a partir das tarifas atualizadas de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) aplicável à usina UTLA1 e de transmissão (TUST) aplicável às usinas UTLA2, UTLB e UTLC, e dos montantes de uso do sistema, presentes nos contratos, foi possível determinar os valores totais mensais dos encargos de uso do sistema, conforme Tabela 5.

Tabela 5 – Dados de custos de uso dos sistemas de Transmissão e Distribuição do CTJL

Unidade	Tarifa de Uso do Sistema (R\$/kW.mês)	Montante de Uso do Sistema (MW)	Encargo de Uso do Sistema (R\$/mês)
UTLA1 - Distribuição	3,03	76	R\$ 230.280,00
UTLA2 - Transmissão	6,43	105	R\$ 675.150,00
UTLB - Transmissão	6,46	208	R\$ 1.343.680,00
UTLC - Transmissão	6,46	305	R\$ 1.970.300,00
CTJL	---	---	R\$ 4.219.410,00

3.7.7. Encargos de Conexão

Também foram declarados no documento da Gaia Silva Gaede Advogados [11], o valor referente aos Encargos de Conexão, equivalente a **R\$ 277.427,17 por mês**, em decorrência do CCT nº 1013180044.

3.7.8. Outras informações

Embora o parecer da consultoria e o Sumário de Dados enviado incluam informações referentes aos Encargos de Serviço do Sistema (ESS) e à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), é importante ressaltar que essas taxas não foram consideradas no cálculo do preço de contratação realizado pela EPE. Após avaliações e pesquisas, concluiu-se que essas taxas não são aplicáveis ao CTJL, entendimento que foi corroborado em consulta realizada com representantes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), durante reunião realizada em 25 de junho de 2024.

Sobre o Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS), o parecer da empresa contratada cita que:

As operações com energia de reserva não se enquadram como uma saída com destino a consumidor final e não representam uma operação interestadual de venda de energia, haja vista a impossibilidade de se identificar a destinação final da energia, entendemos que as operações com energia de reserva realizada no Estado de Santa Catarina estão abarcadas pelo diferimento previsto no item VII do artigo 3º do Anexo III do RICMS/SC (Decreto nº 2.870/01).

Considerando que o contrato de energia de reserva será pactuado com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, situada no Estado de São Paulo, não podemos afastar o risco de as autoridades fiscais entenderem que essas operações são vendas interestaduais de energia. Neste caso, também não haverá a incidência de ICMS, contudo, o fisco poderá exigir o recolhimento do ICMS diferido sobre as operações anteriores

(encerramento de cadeia), a exemplo do ICMS que foi diferido sobre a compra do carvão utilizado na geração da energia.

Entretanto, na ausência de indícios de que esse imposto incidirá sobre as atividades do CTJL, a EPE optou por não o considerar em seus cálculos.

Comentários EPE

No documento de Instruções publicado pela EPE também foi solicitado que, no documento da empresa de auditoria contratada, fossem feitas indicações de estratégias para minimizar o impacto tributário, incluindo eventuais benefícios fiscais e tributários ao longo da cadeia de custo, porém não foram apresentadas no parecer enviado.

3.8. Estrutura e Remuneração de Capital

Neste item serão abordados os parâmetros relacionados a estrutura de capital, ou seja, como a operação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda será financiada ao longo dos 15 anos de contrato, seja por recursos próprios ou de terceiros. Além disso, será definida a composição dos custos de capital, tanto próprio quanto de terceiros (financiamento).

Na declaração enviada [12], em 17 de abril de 2024, a Diamante Energia informou que “o valor de investimento declarado foi inteiramente viabilizado por capital próprio, de modo que não há previsão de financiamento”.

3.8.1. Custo de Capital Próprio

O custo de capital próprio é utilizado para a realização do cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) dos fluxos de caixa previstos para o empreendimento. Sendo assim, a definição desse parâmetro impacta no valor resultante pois, se por um lado, a taxa deve ser suficiente para remunerar investimentos que visam a manutenção da vida útil operativa e, assim, a qualidade de entrega do serviço contratado, por outro, não pode ser elevada ao ponto de gerar ineficiências econômicas que impactem o consumidor final de energia elétrica.

Sob a premissa do método CAPM¹⁶, amplamente conhecido e utilizado na definição do custo de capital próprio, é necessário que os riscos referentes ao negócio estejam bem mapeados e com valores adequadamente definidos. Nesse sentido, é realizada a seguir uma breve análise do cenário ao qual o empreendimento em questão está inserido.

Conforme estipulado na Lei nº 14.299/2022, a contratação da energia gerada pelo CTJL será realizada na modalidade de energia de reserva, com pagamento de receita fixa que remunere os custos necessários à operação das usinas em montante equivalente à compra mínima de carvão mineral nacional, estipulada nos contratos vigentes na data de publicação da Lei. Em outros termos, toda a geração contratada será remunerada, sendo essa remuneração realizada a um preço fixo. Há assim uma percepção de risco diferente de outros empreendimentos do setor, que dependem de estimativas e projeções, como as de despacho ou as do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) do mercado de energia elétrica, que trazem incertezas.

Por se tratar de usinas existentes, ou seja, que já estão em operação comercial, é entendido que o investimento inicial já foi realizado e adequadamente remunerado, não cabendo no escopo deste relatório. Conforme já mencionado nas seções anteriores, os custos a serem remunerados se referem à substituição e à manutenção dos equipamentos já existentes das usinas. Considerando ainda a previsibilidade da operação, dadas as características contratuais já citadas, os custos de operação, manutenção (incluindo pessoal) e combustível são, em igual medida, previsíveis.

¹⁶ Sigla de “Capital Asset Pricing Model”.

Por decorrência do exposto, fatores como sazonalidade, inadimplência, concorrência e efeitos da economia resultam em uma percepção de baixo risco do negócio. De igual forma, o risco financeiro, derivado do uso de capital de terceiros para a alavancagem financeira é nulo para este empreendimento, já que a estrutura de capital declarada foi em totalidade composta por capital próprio.

Com base nas considerações apresentadas, a EPE entende que existem fortes similaridades entre a contratação do CTJL na modalidade de energia de reserva e a contratação de geração em regime de cotas, cuja remuneração teve sua metodologia definida pela ANEEL na Nota Técnica nº 89/2014-SRE/ANEEL¹⁷, decorrente da Lei nº 12.783, de 2013. Nessa modalidade de contratação, o modelo de regulação econômica das concessões de serviço público de geração em regime de cotas é similar ao *Revenue Cap*, que fornece incentivos a redução de custos. Nesse arranjo, cabe à concessionária a gestão eficiente para garantir o bom desempenho de suas instalações. O principal risco para a geradora, nesse contexto, é a perda de parte da receita, caso seu desempenho fique abaixo do esperado.

A metodologia apresentada pela ANEEL utiliza, como referência para a taxa livre de risco, a média aritmética do histórico de cotações do título do tesouro dos Estados Unidos com prazo de 10 anos, sem pagamentos periódicos de cupom, o "USTB10". Tomando-se essa referência, a taxa de juros média anual equivalente à taxa livre de risco foi de 4,59%. Quanto à referência de mercado, ela foi definida pelo portfólio S&P500, índice composto por ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque. A série histórica mensal foi determinada a partir das séries históricas de 1928 a 2012, buscando minimizar efeitos conjunturais de mercado. O prêmio de risco de mercado resultante foi de 5,79%.

Para a determinação do beta, tomou-se como referência uma cesta de 15 empresas americanas, selecionadas pela adequação a um risco compatível ao negócio estudado pela ANEEL. No caso estudado, os valores de beta resultante foram de 0,44 (alavancado) de 0,73 (desalavancado), resultando num prêmio de risco de negócio e financeiro de 4,23%. O único prêmio de risco adotado pela ANEEL em suas análises foi o prêmio de risco país, utilizando a mediana do índice EMBI+BR entre janeiro de 2000 e dezembro de 2012 (3,52%). Foram desconsiderados os prêmios de risco cambial e de risco regulatório pelo entendimento de que já são refletidos no risco país. O custo de capital próprio resultante (antes da consideração dos impostos) foi equivalente a uma taxa nominal de 12,34%.

O submódulo 12.3 do PRORET¹⁸ revisita a Lei nº 12.783, de 2013, e determina a metodologia para a definição da taxa regulatória de remuneração de capital a ser aplicada para as instalações de geração de energia elétrica em regime de cotas. Conforme apresentado, a metodologia para determinação do custo de capital próprio utilizada pela ANEEL, na ocasião da contratação da geração por regime de cotas, foi a do CAPM. Essa metodologia sofreu adaptações, em relação à versão original, para utilizar a remuneração do título público brasileiro NTN-B (Notas do Tesouro Nacional) indexadas ao Índice de Preços ao Consumidor (IPCA) como referência para a taxa livre de risco e EMBI+BR agregadamente. As informações sobre o título brasileiro podem ser acessadas no sítio eletrônico do Tesouro Direto¹⁹. Os demais componentes foram calculados conforme a metodologia padrão.

Pela atualização realizada por meio do Despacho nº 1.296, de 23 de abril de 2024²⁰, o valor da taxa regulatória de remuneração do capital próprio, a ser aplicada no período entre março de 2024 e fevereiro de 2025, foi fixado em 10,26% (real depois de impostos), para empreendimentos de geração. Os valores que compuseram essa taxa foram: taxa livre de risco de 5,08%; beta alavancado de 77,38%; prêmio de risco de mercado de 6,7%, risco de atividade de 0%, resultando em prêmio de risco do negócio financeiro de 5,18%.

¹⁷ Disponível em: [Microsoft Word - WACC Geração 3 - Fechamento AP - V5 \(aneel.gov.br\)](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_12_3_V2_1C.pdf).

¹⁸ Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_12_3_V2_1C.pdf

¹⁹ <https://www.tesourodireto.com.br/>

²⁰ Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20241296ti.pdf>

Conhecendo os pormenores aplicáveis à contratação direta do CTJL na forma de contrato de energia de reserva, que apresenta fortes similaridades as contratações de geração em regime de cotas, e considerando seu robusto histórico de determinação e atualização, a taxa regulatória de remuneração do capital próprio é adotada como referência para o custo de capital próprio utilizado nos cálculos referentes ao preço de contratação do CTJL, com o valor equivalente a **10,26% a.a.**, em termos reais.

3.8.2. Juros sobre o Capital Próprio

Segundo descrito no Art. 9º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995²¹, que altera a legislação do imposto de renda das pessoas jurídicas, bem como da contribuição social sobre o lucro líquido²²:

A pessoa jurídica poderá deduzir, para efeitos da apuração do lucro real, os juros pagos ou creditados individualizadamente a titular, sócios ou acionistas, a título de remuneração do capital próprio, calculados sobre as contas do patrimônio líquido e limitados à variação, pro rata dia, da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP.

Os Juros sobre Capital Próprio (JCP) são uma das formas de remuneração para sócios e acionistas de uma empresa, na modalidade de apuração do lucro real, como alternativa aos dividendos, e é calculado com base no patrimônio líquido da empresa, com foco nos benefícios fiscais que essa ferramenta proporciona. Nesse contexto, é importante ressaltar que os benefícios financeiros e fiscais podem variar dependendo da estrutura societária e dos métodos de tributação adotados pelos beneficiários [13] [14] [15] [16] [17].

Visto que a tributação sobre as receitas decorrentes da venda de energia da empresa Diamante Energia é calculada com base no lucro real, conforme descrito no item 3.7, é considerada no cálculo a dedução do JCP e, para essa definição, foi utilizada como premissa para a Taxa Nominal de Longo Prazo (TLP), o valor médio dos últimos 12 meses, igual a 10,26% a.a.²³

3.8.3. Parecer quanto à capacidade de aporte de capital próprio do acionista

O item 9.C das Instruções de envio solicita que a empresa de auditoria contratada, de forma independente, elabore um parecer sobre a capacidade do acionista controlador de aportar capital próprio, de acordo com as quantidades e o cronograma físico-financeiro.

Esse item foi atendido através do laudo da empresa Ernst & Young [18] que menciona que o foco da análise “*recai sobre a concordância da necessidade de capital próprio e do cronograma de investimentos previsto, representando um aspecto vital para a sustentabilidade e solidez financeira da Diamante*”. AEY apresenta os valores dos índices de liquidez geral e corrente, bem como o índice de solvência geral da Diamante Energia, todos superiores a 1. Seguem abaixo os trechos da conclusão da análise apresentada:

Dado que o Índice de Liquidez Geral (ILG), o Índice de Liquidez Corrente (ILC) e o Índice de Solvência Geral (ISG) estão todos acima de 1, isso sugere uma situação financeira saudável e robusta para a empresa, dado que:

1. O Índice de Liquidez Geral indica a capacidade de uma empresa de cumprir todas as suas obrigações, tanto de curto prazo quanto de longo prazo, utilizando todos os seus ativos circulantes e realizáveis a longo prazo. Quando o ILG é superior a 1, isso indica que a empresa possui mais ativos disponíveis do que suas obrigações totais, o que é um sinal positivo de sua capacidade de cobrir suas dívidas e outros compromissos financeiros.

2. O Índice de Liquidez Corrente é uma medida que avalia a capacidade de uma empresa de cumprir suas obrigações de curto prazo utilizando apenas seus ativos circulantes. Quando o ILC é superior a 1 indica que a empresa possui mais ativos circulantes do que suas dívidas de

²¹ Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9249.htm

²² Em 29 de dezembro de 2023, foi publicada a Lei nº 14.789 que alterou algumas regras para dedução dos juros sobre capital próprio, modificando o patrimônio líquido ajustado sobre o qual o cálculo dos JCP é realizado.

²³ Fonte: Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES). Disponível em: [Taxa de Longo Prazo - TLP \(bndes.gov.br\)](https://www.bndes.gov.br/pt-br/assuntos/indicadores/taxa-de-juros-de-longo-prazo-tlp)

curto prazo, o que significa que ela é capaz de cobrir suas obrigações imediatas sem depender de fluxos de caixa futuros.

3. O Índice de Solvência Geral é uma métrica abrangente que avalia a capacidade de uma empresa de cumprir todas as suas obrigações, tanto de curto quanto de longo prazo, utilizando todos os seus ativos e passivos, circulantes e não circulantes. Quando o ISG está acima de 1, isso indica que a empresa possui ativos suficientes para cobrir todas as suas obrigações, tanto de curto quanto de longo prazo, sugerindo uma saúde financeira sólida e uma capacidade adequada de gerar fluxo de caixa para atender a esses compromissos ao longo do tempo.

Em suma, quando todos esses índices estão acima de 1, isso indica que a empresa está em uma posição financeira confortável, capaz de cumprir suas obrigações de curto e longo prazo sem problemas iminentes de liquidez ou solvência. Isso geralmente é visto como um sinal positivo pelos investidores e credores, refletindo uma gestão financeira eficaz e sustentável.

Além disso, ao analisarmos a projeção das operações da Diamante a partir da data base do estudo elaborado pela EY, ou seja, em 31 de dezembro de 2022, observamos que a empresa possuía um saldo inicial em caixa de R\$ 554.479 mil. Esse montante é suficiente para cobrir integralmente os investimentos planejados para os primeiros dois anos do próximo contrato, sem levar em consideração a geração de caixa nos anos de 2023 e 2024. O saldo de caixa inicial e o fluxo de caixa das operações da Diamante dos primeiros 4 anos do próximo contrato, é suficiente para cobrir o Capex necessário do período. Adicionalmente, segundo a mesma avaliação, a Diamante passa a gerar um saldo positivo de fluxo de caixa a partir de 2029, o que lhe possibilita cumprir todas as suas obrigações financeiras.

A empresa Ernst & Young finaliza seu laudo indicando que o saldo em caixa em dezembro de 2022 seria “suficiente para cobrir integralmente os investimentos planejados para os primeiros dois anos do próximo contrato, sem levar em consideração a geração de caixa nos anos de 2023 e 2024.”.

3.8.4. Financiamento

Em caso de previsão de investimento para o CTJL, foi solicitado que o agente responsável (Diamante Energia), informasse se o montante seria inteiramente viabilizado por capital próprio ou teria uma parcela financiada.

Conforme mencionado anteriormente, a Diamante Energia enviou declaração [12] informando que “o valor de investimento declarado foi inteiramente viabilizado por capital próprio, de modo que não há previsão de financiamento”. Esse fato é corroborado pelas informações contidas no Sumário de Dados, enviado pelo agente, que indica 100% de capital próprio nos campos referentes à estrutura de capital do projeto.

3.8.5. Outras informações

Foi solicitada a apresentação de outros documentos sobre estrutura de capital, capital próprio e capital de terceiros, que são:

1. Quadro de Usos e Fontes, contendo a discriminação dos usos dos recursos, já realizados e a realizar, dividindo-os em financiáveis e não financiáveis e das fontes de recursos, descrevendo os próprios e os de terceiros (financiados);
2. Parecer, elaborado por empresa independente, quanto à capacidade do acionista controlador da empresa em fornecer as garantias exigidas pelos agentes financiadores públicos e privados, com o objetivo de atestar a capacidade do acionista em realizar os investimentos e obter os financiamentos necessários para o pleno funcionamento da usina; e
3. Análise comparativa de alavancagem de usinas termelétricas, elaborada, pela empresa de auditoria contratada independente, com a comparação de alavancagem de projetos de geração termelétrica (*peer group analysis*), preferencialmente de geração a carvão.

Sobre o Quadro de Usos e Fontes, em documento enviado pelo agente responsável pelo CTJL (Diamante Energia Ltda.) [19], datado de 26 de abril, é descrito que:

Quanto a este item, a Diamante informa que, diante da ausência de previsão de financiamentos, conforme já mencionado em declaração própria enviada à EPE, a apresentação do quadro de Usos e Fontes torna-se obsoleto, motivo pelo qual, a Diamante entende que este item está superado.

Com relação ao parecer solicitado quanto à capacidade do acionista da empresa em fornecer as garantias, é mencionado que:

Por fim, quanto ao item D, da mesma forma que o item A, diante da ausência de previsão de financiamentos, conforme já mencionado em declaração própria enviada à EPE, a apresentação de capacidade do acionista controlador da empresa em fornecer as garantias exigidas pelos agentes financiadores públicos e privados torna-se obsoleto, motivo pelo qual, a Diamante entende que este item está superado.

Em atendimento ao item referente à análise comparativa de alavancagem de usinas termelétricas, foi encaminhado laudo elaborado pela empresa Ernst & Young [20], no qual constam quatro casos de referência de usinas termelétricas a carvão que atuam no mercado polonês, que contam com média de endividamento de 34,5%, considerando os anos fiscais de 2019 a 2021, a saber: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.; Eesti Energia AS; CEZ, a.s. e Vattenfall AB, conforme Figura 7.

Endividamento em Relação ao PL	dez-19	dez-20	dez-21
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	22,8%	21,6%	19,0%
Eesti Energia AS	38,5%	33,4%	27,8%
CEZ, a.s.	39,5%	37,8%	46,3%
Vattenfall AB	55,1%	56,1%	44,9%
Média	39,0%	37,2%	34,5%

Figura 7 – Dados de alavancagem de usinas termelétrica a carvão

Fonte: Ernst & Young

A seguir, apresentamos o texto da conclusão da análise realizada pela empresa Ernst & Young:

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) tem adotado políticas de total restrição ao financiamento de projetos que envolvam atividades associadas à extração e utilização de carvão mineral, basicamente devido aos impactos ambientais associados a essa indústria, sobretudo os associados às emissões de gases de efeito estufa. Nesse cenário, foram conduzidas análises necessárias e suficientes para avaliar o endividamento considerado, levando em conta as características da Diamante em relação ao mercado de geração no Brasil.

Assim, o mercado da Polônia foi identificado como um referencial apropriado, dado seu considerável número de usinas termelétricas a carvão. Historicamente, o carvão desempenhou um papel importante na matriz energética da Polônia, fornecendo uma parte substancial da eletricidade do país e isso se deve em parte à abundância de reservas de carvão na Polônia e à longa tradição do país na mineração e uso desse recurso.

No contexto deste mercado foram consideradas as empresas comparáveis PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., Eesti Energia AS, CEZ, a.s. e Vattenfall AB para análise do endividamento, ao longo dos anos fiscais de 2019 a 2021, dado sua importância para o mercado Polonês, de acordo com o relatório de crédito publicado pela Moody's. Pela análise observou-se que, em 2021, a média de endividamento foi de 34,5%, apresentando uma tendência de queda ao longo dos três anos históricos.

Portanto, foi determinado que um endividamento de 30,0% representaria um cenário otimista para o mercado. Dessa forma, considerando a indisponibilidade de financiamento pelo BNDES e as perspectivas do mercado polonês, que indicam um endividamento médio de 30,0%, conclui-se que a alavancagem máxima para o CTJL poderia ser 30,0%, embora a cenário base de alavancagem para o CTJL estaria em torno de 15,0%.

Comentários EPE

Entende-se não ser necessária a realização do cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC - *Weighted Average Capital Cost*), visto que este é composto pelos valores do custo de capital próprio e custo de capital de terceiros, ponderados pela participação de cada tipo na estrutura de capital, ou seja, parcelas de capital próprio e de capital de terceiros (endividamento).

Dado o declarado pelo agente responsável pelo CTJL, de que o valor de investimento previsto é inteiramente viabilizado por capital próprio, isto é, não há previsão de financiamento, os parâmetros a serem considerados devem ser somente referentes ao capital próprio.

3.9. Informações complementares

Foram também solicitadas informações e documentos adicionais, a fim de complementar as análises realizadas para o cálculo do preço de contratação da energia a ser gerada pelo CTJL.

3.9.1. Contratos de comercialização de energia elétrica

Nas Instruções de envio da EPE, foi solicitado que fosse emitida uma declaração comprovando a inexistência de contratos de comercialização de energia elétrica firmados com fornecimento previsto a partir do início da vigência do Contrato de Energia de Reserva (CER), de que trata o inciso III do art. 6º da Lei nº 14.299/2022. Além disso, foi solicitado o envio de contratos firmados anteriormente no Ambiente de Contratação Regulada ou Livre.

Em reunião, realizada em 5 de abril de 2024, o agente informou que não seria possível enviar os contratos solicitados no documento de instruções de envio, devido à exigência de confidencialidade pelas contrapartes. Diante disso, ficou acordado que o agente enviaria apenas a declaração de inexistência de contratos de venda de energia a partir de janeiro de 2025. Esse documento [21] foi enviado pela Diamante Energia Ltda em 17 de abril de 2024, no qual é mencionado que:

Para fins de comprovação, a Diamante informa que os Contratos de Venda de Energia Elétrica vigentes, celebrados entre Diamante e Engie Brasil Energia Comercializadora Ltda., encerrarão em 31/12/2024, sendo eles o Contrato DIA-21.008-CVE-C; Contrato DIA-21.009-CVE-C; e Contrato DIA-21.010-CVE-C.

3.9.2. Parecer de melhores práticas de gestão

Foi solicitada a apresentação do parecer de consultoria independente em gestão, avaliando a utilização das melhores práticas de gestão pelo acionista e a adequação da estrutura de pessoal da empresa. O objetivo desse parecer é comprovar que as melhores práticas de gestão estão sendo empregadas pelo acionista e que a estrutura de pessoal é adequada, contribuindo para a modicidade tarifária.

Em resposta a essa solicitação, o documento emitido pela empresa Promon Engenharia [4], no item 9.1, descreve os seguintes certificados apresentados pela empresa Diamante Energia Ltda:

1. CERTIFICADO ISO 45001

CERTIFICADORA: BUREAU VERITAS CERTIFICATION HOLDING SAS – UK BRANCH

CERTIFICAÇÃO – SISTEMA DE GESTÃO AVALIADO E ENCONTRADO EM CONFORMIDADE COM OS REQUISITOS DE NORMA

NORMA: ISO 45001:2018

ESCOPO: SERVIÇOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA NO COMPLEXO TERMOELÉTRICO JORGE LACERDA – CTJL

VALIDADE: 26-11-2025

CERTIFICADO: BR038764 REV 1 – EMISSÃO 09/09/2022

2. CERTIFICADO ISO 9001

CERTIFICADORA: BUREAU VERITAS CERTIFICATION

CERTIFICAÇÃO – SISTEMA DE GESTÃO AVALIADO E ENCONTRADO EM CONFORMIDADE COM OS REQUISITOS DE NORMA

NORMA: ISO 9001:2015

ESCOPO: SERVIÇOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA NO COMPLEXO TERMOELÉTRICO JORGE LACERDA – CTJL

VALIDADE: 24-11-2025

CERTIFICADO: BR038762 VERSÃO 1 – EMISSÃO 09/09/2022

3. CERTIFICADO ISO 14001

CERTIFICADORA: BUREAU VERITAS CERTIFICATION

CERTIFICAÇÃO – SISTEMA DE GESTÃO AVALIADO E ENCONTRADO EM CONFORMIDADE COM OS REQUISITOS DE NORMA

NORMA: ISO 14001:2015

ESCOPO: SERVIÇOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA NO COMPLEXO TERMOELÉTRICO JORGE LACERDA – CTJL

VALIDADE: 24-11-2025

CERTIFICADO: BR038763 VERSÃO 1 – EMISSÃO 09/09/2022

4. CERTIFICADO ISO 50001

CERTIFICADORA: BUREAU VERITAS CERTIFICATION HOLDING SAS – UK BRANCH

CERTIFICAÇÃO – SISTEMA DE GESTÃO AVALIADO E ENCONTRADO EM CONFORMIDADE COM OS REQUISITOS DE NORMA

NORMA: ISO 50001:2018

ESCOPO: ELECTRIC POWER GENERATION SERVICES IN THE JORGE LACERDA THERMOELETRIC COMPLEX.

VALIDADE: 27-02-2027

CERTIFICADO: IND.23.7607/EN/U VERSION 1 – EMISSÃO 29/09/2023

Após a apresentação dos certificados, é dado o parecer abaixo:

“Face aos certificados apresentados, dentro de seus prazos de validade e com certificação feita por empresa de primeira linha, certificamos que a empresa auditada possui práticas de gestão compatíveis com as demais empresas do setor.”

3.9.3. Balanços de usinas a carvão nacional

Também foi solicitado, no documento de Instruções de envio, que fossem apresentados balanços patrimoniais de usinas termelétricas a carvão nacional, com análise comparativa de múltiplos (*peer group analysis*) feita por empresa contábil independente.

No dia 19 de abril de 2024, o agente entrou em contato por e-mail, solicitando que os balanços de usinas similares ao CTJL em mercados internacionais substituíssem os solicitados balanços de usinas a carvão nacional. A justificativa da solicitação foi a impossibilidade de encontrar dados de usinas similares no Brasil. Em resposta, no dia 22 de abril, a EPE esclareceu que, para a alteração solicitada (envio de balanços de usinas de outros países em vez de nacionais), seria necessário registrar, em forma de declaração, a impossibilidade de encontrar os dados das usinas nacionais, juntamente com o envio dos dados de outras usinas, similares ao CTJL, de mercados internacionais semelhantes ao brasileiro. Em seguida, foi encaminhado um laudo emitido pela empresa Ernst & Young [22], o qual apresenta a seguinte conclusão:

Durante a elaboração deste Laudo buscamos acessar as demonstrações financeiras das empresas térmicas de energia movidas a carvão mineral da região sul, com o intuito de embasar nossa análise e comparação das métricas do mercado energético com o CTJL, conforme citado abaixo:

- ▶ *Usina Termelétrica de Figueira S.A. (Utelfa);*
- ▶ *Usina Termelétrica Pampa Sul S.A.;*
- ▶ *Usina Termelétrica Presidente Médice – Candiota III;*
- ▶ *Usina Termelétrica Presidente Médice – Candiota A e B;*
- ▶ *Usina Termelétrica Charqueadas;*
- ▶ *Usina Termelétrica São Jerônimo.*

No entanto, dado que a maioria dessas empresas opera sob o regime de capital fechado, isso implica na não divulgação pública de seus números financeiros. Esta característica tornou inacessível as informações contábeis e financeiras dessas organizações através dos meios tradicionais de pesquisa.

Diante desse cenário, é importante ressaltar que a falta dessas informações impõe desafios adicionais pois sem acesso às demonstrações financeiras dessas empresas, impossibilitou-se a avaliação de suas performances financeiras e a análise de suas métricas operacionais.

4. Descrição da metodologia do cálculo do preço

Com base na interpretação da Lei nº 14.299/2022 e da Portaria nº 768/GM/MME/2024, o fluxo do processo de cálculo para o preço de contratação está ilustrado pela Figura 8:

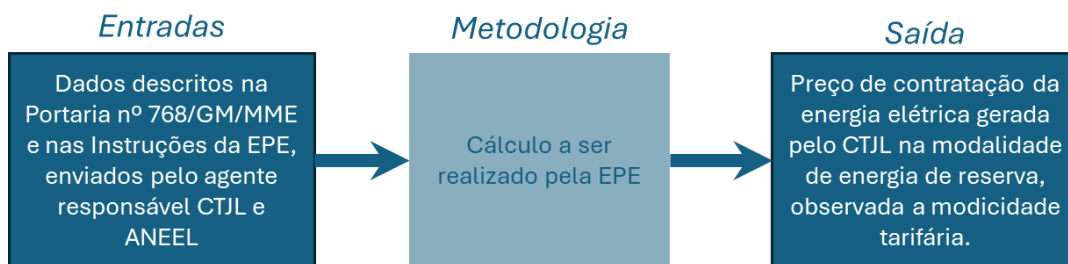


Figura 8 - Processo de cálculo para o preço de contratação do CTJL

Após a descrição dos parâmetros considerados como “entradas” na seção anterior, esta seção detalhará a metodologia utilizada pela EPE para a realização do cálculo, representando a segunda etapa do processo.

Em conformidade com o disposto no Inciso III do art. 6º da Lei nº 14.299/2022 e considerando o rol de competências atribuídas à EPE (descritas pela Lei nº 10.847/2024), o método adotado para calcular o preço de contratação da energia elétrica pelo CTJL, observada a modicidade tarifária, será a avaliação de Fluxo de Caixa Descontado, visando gerar a Tarifa de Equilíbrio (TEQ) para a venda da energia a ser gerada pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL).

A avaliação de Fluxo de Caixa Descontado – FCD (*Discounted Cash Flow Valuation*) é utilizada para estimar o valor de qualquer ativo descontando os fluxos de caixa esperados desse ativo a uma taxa que reflita o grau de risco. Em outras palavras, é o valor presente dos fluxos de caixa esperados desse ativo [23].

A fórmula geral utilizada para a valoração de um ativo através desse método é:

$$\text{Valor do ativo} = \sum_{t=1}^{t=N} \frac{E(\text{Fluxo de Caixa}_t)}{(1+r)^t},$$

onde é realizado o somatório dos valores esperados dos fluxos de caixa, considerando que o ativo tem uma vida útil de N anos e r é a taxa de desconto que reflete o risco observado.

Já a Tarifa de Equilíbrio (TEQ) corresponde ao valor que, ao compor a receita de venda ao longo do horizonte de análise, observados parâmetros e condicionantes, iguala o valor presente dos investimentos ao valor presente dos fluxos dos resultados anuais do empreendimento. Ou seja, a TEQ é o valor que iguala o valor presente líquido dos fluxos de caixa anuais a zero.

O Valor Presente Líquido (VPL) pode ser utilizado como ferramenta para apoio na tomada de decisão em análises que tenham montantes financeiros distribuídos ao longo de vários períodos, visto que abrange o conceito do “valor do dinheiro no tempo”, ou seja, considera que um valor estimado em um período futuro tem valor diferente no presente [24] [25]. O método do VPL é amplamente utilizado para análise de projetos para que várias alternativas possam ser avaliadas e comparadas sob uma base comum do valor “de hoje” [26]. Ele pode ser usado para muitos tipos de decisões, especialmente aquelas com fluxos de receitas e despesas ao longo de vários anos e, assim como em qualquer processo decisório, existem variáveis subjetivas que poderão afetar as escolhas a serem feitas [27].

Dado que o VPL de um projeto é a soma dos valores presentes dos fluxos de caixa esperados, tanto positivos quanto negativos, que ocorrem ao longo da vida de um projeto [23] e que a TEQ tem como objetivo igualá-lo a zero, o equilíbrio é dado pela fórmula geral:

$$VPL = \sum_{t=1}^{t=N} \frac{E(\text{Fluxo de Caixa}_t)}{(1+r)^t} - \text{Investimento Inicial} = \mathbf{0}.$$

Adaptando a fórmula para o cálculo do preço de contratação a ser realizado, visto que, por ser uma usina existente, não tem investimento inicial, os fluxos de caixa podem ser decompostos em:

$$VPL = \sum_{t=1}^{t=N} \frac{E(\text{Receita}_t - \text{Despesas}_t)}{(1+r)^t} = \mathbf{0}.$$

Como descrito anteriormente e destacado na linha do tempo apresentada na Figura 2, foi realizado um workshop com objetivo de apresentar a metodologia de cálculo exposta acima. O convite e o registro dos principais pontos abordados no workshop constam no ANEXO 5.

5. Resultados obtidos

A Tabela 6 consolida os parâmetros utilizados no cálculo do preço de contratação do Complexo Termelétrico de Jorge Lacerda (CTJL), que foram apresentados detalhadamente no item 3, assim como o preço resultante do cálculo.

Tabela 6 – Parâmetros utilizados no cálculo do preço de contratação do CTJL

	Parâmetros principais	Unidade	Valores
1	Energia gerada		
	Potência instalada	MW	740
	Energia contratada (Inflexibilidade)	MW med	382,48
2	Investimento		
	Investimento total	R\$/kW	4.137,45
3	Despesas operacionais		
	O&M fixo	R\$/kW.ano	409,05
	O&M variável	R\$/MWh	6,22
	Combustível ²⁴	R\$ mil/ano	1.085.747
	Encargos do sistema ²⁵	R\$/mês	4.496.837,17
4	Parâmetros financeiros		
	Prazo contratual	anos	15
	Custo de Capital Próprio	% aa	10,26
	Depreciação (período)	anos	15
5	Financiamento		
	Total Financiado	% Inv. total	0
6	Tributos / Encargos		
	PIS	%	1,65
	COFINS	%	7,60
	TFSEE - Taxa de Fisc. Aneel	R\$/kW.ano	4,3117
	P&D	%	1,0
	Imposto de Renda	%	25,0
	Contribuição Social	%	9,0
	Preço de contratação	R\$/MWh	564,37

Com isso, tem-se que a receita total anual do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda será de **R\$ 1.890,94 milhões²⁶**, ou seja, **R\$ 2.555,33/kW por ano**.

O preço calculado, de R\$ 564,37/MWh, tem como data-base o mês de janeiro de 2025, dado que, no Art. 6º da Lei nº 14.299/2022, é descrito que o valor se refere a contratação da energia elétrica a ser gerada pelo CTJL a partir desta data.

²⁴ Incluindo os gastos com combustível principal (carvão) e combustível secundário (óleo diesel).

²⁵ Inclui os encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição e os encargos de conexão.

²⁶ Receita bruta total anual = R\$ 1.890.943.007,99.

6. Análise de Modicidade Tarifária

Com base na interpretação do art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que regulamenta o regime de concessão e permissão para a prestação de serviços públicos, conforme previsto no art. 175 da Constituição Federal, entende-se que a prestação de serviço adequada inclui a garantia da modicidade tarifária.

Art. 6o Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.

§ 1o Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

Conforme mencionado no Inciso III do Art. 6º da Lei nº 14.299/2022, no cálculo do preço para contratação da energia elétrica gerada pelo CTJL deverá ser observada a modicidade tarifária.

III - contratação da energia elétrica gerada pelo CTJL na modalidade de energia de reserva prevista nos arts. 3º e 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, por meio de Contrato de Energia de Reserva elaborado pelo Ministério de Minas e Energia, ao preço calculado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), observada a modicidade tarifária e considerada a compra mínima de carvão mineral nacional estipulada nos contratos vigentes na data de publicação desta Lei.

Sendo assim, será realizada análise para a observância da modicidade tarifária em relação ao preço calculado para a contratação da energia a ser gerada pelo CTJL, conforme apresentado no item anterior. Entende-se que essa avaliação deve ser feita pela comparação do preço final, em R\$/MWh, com outras referências de preço de energia elétrica.

Ressalta-se que a análise não tem como objetivo reproduzir a avaliação de impacto tarifário, atividade executada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que apresenta o impacto nas tarifas das distribuidoras em relação a alguma alteração proposta.

Além disso, também é importante mencionar que a análise está sendo realizada em relação ao preço de compra de energia elétrica, que é uma das parcelas do valor total da tarifa paga pelos consumidores de energia elétrica. A tarifa também inclui custos de distribuição, transmissão, encargos e impostos. É fundamental considerar que os parâmetros utilizados na avaliação comparativa possuem incertezas e limitações, as quais devem ser levadas em conta na interpretação dos resultados obtidos.

A contratação da energia a ser produzida pelas usinas do complexo termelétrico Jorge Lacerda será realizada na modalidade de energia de reserva, conforme trecho da Lei nº 14.299/2022, a qual é referenciada ao Art. 3º-A da Lei nº 10.848/2004, que descreve:

Os custos decorrentes da contratação de reserva de capacidade de que trata o art. 3º desta Lei, inclusive a energia de reserva, abrangidos, entre outros, os custos administrativos e financeiros e os encargos tributários, serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluídos os consumidores referidos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e os autoprodutores, estes apenas na parcela da energia elétrica decorrente da interligação ao SIN, conforme regulamento.

Pela descrição acima, os custos de contratação da energia a ser gerada pelo complexo de usinas serão rateados por todos os consumidores do SIN, participantes dos dois ambientes de contratação (regulado e livre).

Para a avaliação do preço resultante dos cálculos realizados para a contratação de energia elétrica do CTJL, que foi de R\$ 564,37/MWh, foram utilizadas algumas referências de preços de compra de energia elétrica. Essas referências são descritas nos itens a seguir, e cada item, inclui um gráfico comparativo que apresenta os dados analisados e o preço calculado.

As comparações a serem apresentadas nesta seção têm caráter referencial e ilustrativo, com a finalidade de subsidiar a análise de modicidade tarifária exigida para o cálculo do preço de contratação do CTJL. Essas comparações não constituem e nem reproduzem avaliação de impacto tarifário.

Deve-se considerar que os valores comparados decorrem de produtos contratuais distintos, com diferenças de premissas e condições, tais como prazo de suprimento, modalidade de contratação, nível de inflexibilidade operativa, estrutura de remuneração e contexto regulatório de cada certame.

Quando não explicitamente equalizadas, as comparações devem ser interpretadas como referências de contexto. Nos casos em que se procede à equalização metodológica, conforme descrito nesta seção e detalhado nos anexos técnicos, as análises passam a refletir bases conceitualmente comparáveis às adotadas nos leilões por disponibilidade

6.1. Análise comparativa com preços de leilões de energia realizados no SEB

Os leilões realizados para contratação de energia elétrica são mecanismos de mercado, introduzidos na reforma do setor elétrico, que visam aumentar a eficiência da contratação de energia, procurando garantir o suprimento de eletricidade da população ao menor custo [28]. O critério adotado nas negociações é o de menor tarifa para definição dos vencedores, o que visa a modicidade tarifária. O objetivo dessas negociações é garantir antecipadamente o atendimento à demanda energética, por meio da assinatura de contratos de longo prazo entre os consumidores e os geradores [29].

Assim, foram analisados, primeiramente, os valores atualizados dos preços de venda de energia elétrica nos leilões realizados para atendimento de energia do SEB. Essas informações são disponibilizadas de forma consolidada em boletim mensal publicado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) [29], que também inclui o histórico de todos os leilões já realizados. Os valores são atualizados mensalmente com base no IPCA acumulado no período [28].

6.1.1. Preços, médios, mínimos e máximos, por fonte energética

Nos leilões de energia são negociados contratos com geradores de diversas fontes de energia elétrica, incluindo usinas hidrelétricas, eólicas, solares e termelétricas que utilizam diversos tipos de combustíveis, como biomassa, gás natural, carvão mineral, entre outros.

Com base em dados do Boletim informativo mensal mais atualizado da CCEE²⁷, referente aos resultados dos leilões realizados²⁸, a Figura 9 apresenta os preços médios de contratação por fonte energética dos Leilões de Energia, comparados com o valor calculado do preço de energia a ser gerada pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.

Ressalta-se que os valores da Figura 9 correspondem a médias históricas consolidadas por fonte energética, obtidas a partir de resultados agregados de leilões de energia, e não constituem comparação direta entre empreendimentos ou contratos com premissas equivalentes. Assim, a figura deve ser interpretada como referência descritiva de contexto. Para fins de comparação metodologicamente alinhada, apresenta-se na sequência (Figura 9A) exercício de equalização utilizando a mesma base de cálculo empregada nos leilões.

No caso específico da fonte carvão, a média histórica consolidada agrega contratos celebrados sob diferentes prazos, níveis de inflexibilidade operativa, estruturas de remuneração e características técnicas, não correspondendo a um conjunto homogêneo de premissas econômicas.

²⁷ InfoLeilão Dinâmico - 081 - Jan/2025. Acesso em 30 de janeiro de 2025.

²⁸ Segundo informativo de “Premissas e Observações”, a análise apresenta os resultados dos leilões quando da sua ocorrência, logo, não contempla alterações das seguintes naturezas: período de suprimento, combustível e redução decorrente de MCSD.

Adicionalmente, as médias históricas por fonte incluem empreendimentos que utilizam carvões com diferentes valores caloríficos e composições físico-químicas, bem como distintas condições logísticas de suprimento. Tais fatores influenciam o consumo específico e os custos operacionais observados nos contratos históricos, reforçando a cautela na interpretação de comparações nominais.

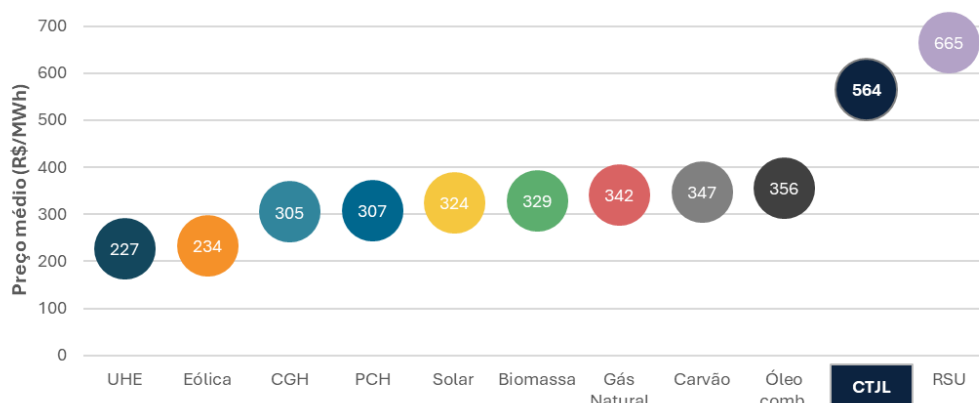


Figura 9 - Comparação entre os preços médios por fonte energética dos leilões de energia realizados e o preço calculado para a energia do CTJL

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE

Importante destacar que os valores descritos na Figura 9 não devem ser utilizados isoladamente para comparação ao preço calculado para CTJL, pois representam valores médios por fonte energética calculadas a partir de contratos com características heterogêneas. Eventuais diferenças observadas refletem, entre outros fatores, diferentes premissas contratuais e operativas conforme já destacado.

Conforme apresentado na Figura 9, a comparação nominal direta entre o preço calculado para o CTJL (R\$ 564/MWh) e as médias históricas de leilões de energia por fonte deve ser tratada com cautela, servindo apenas como referência ilustrativa.

A principal razão para essa ressalva reside na diferença fundamental da base de cálculo: enquanto o preço do CTJL foi calculado sobre a Geração Mínima Inflexível (382 MWmed), os preços de leilão, representados pelo Índice Custo-Benefício (ICB), são calculados sobre a Garantia Física (GF) ou Quantidade de Lotes (QL), que representam a capacidade total de entrega firme da usina.

Para fins exclusivamente ilustrativos de comparabilidade metodológica, de forma a permitir uma comparação mais justa e metodologicamente alinhada, é possível realizar um exercício de equalização, calculando um ICB Teórico para o CTJL como se este fosse contratado por meio de um leilão por disponibilidade. Ao aplicar a Receita Fixa anual do CTJL (R\$ 1.890.943.008) sobre a proporção da Garantia Física vigente (561,17MWmed)²⁹ em relação a potência instalada, obtém-se, em exercício ilustrativo de equalização, um ICB Teórico estimado de aproximadamente R\$ 379/MWh. A Figura 9A a seguir apresenta a mesma comparação da Figura 9, mas agora com o CTJL representado por seu ICB Teórico, permitindo uma análise em bases equivalentes.

A memória de cálculo e as premissas metodológicas adotadas para a estimativa do ICB teórico estão apresentadas no Anexo Metodológico I deste Relatório.

Ressalta-se que o CTJL não foi contratado por meio de leilão estruturado sob a métrica do ICB, sendo o cálculo original realizado conforme as diretrizes específicas da Lei nº 14.299/2022 e da Portaria nº 768/GM/MME/2024. O exercício de ICB Teórico apresentado possui finalidade exclusivamente comparativa e não integra a metodologia de cálculo adotada neste Relatório.

²⁹ Dados das usinas constituintes do CTJL, do Apêndice II (pag.26) do Contrato de Energia de Reserva (CER) nº 478/25, de 24 de junho de 2025.

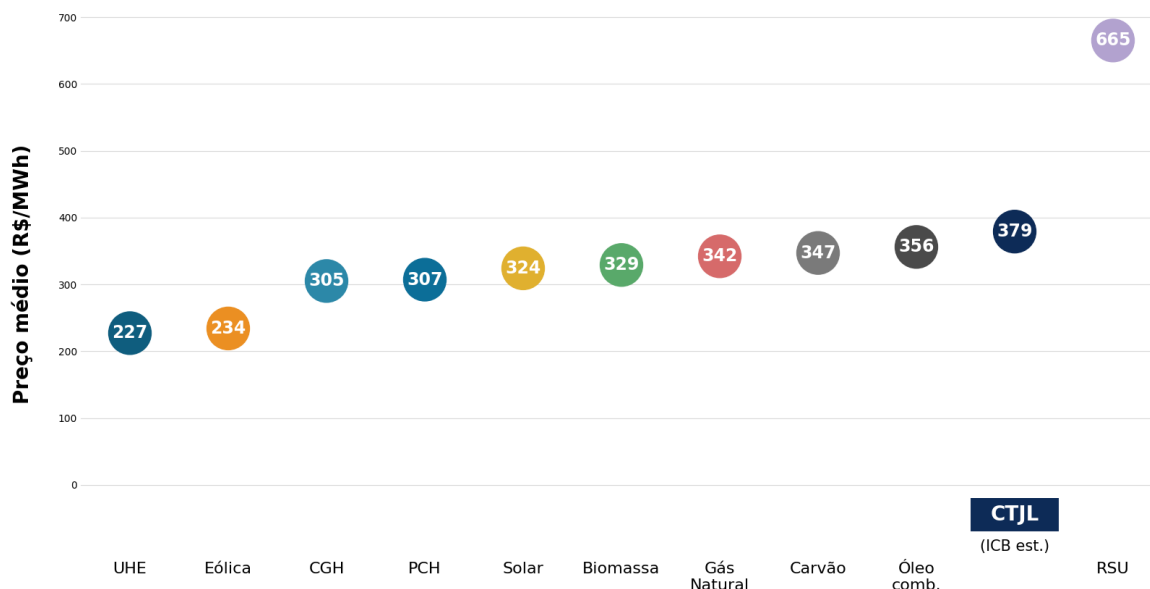


Figura 9A – Comparação de Preços de Energia com CTJL em Base Equivalente (ICB Teórico)³⁰

A Figura 9A demonstra que, quando consideradas bases metodológicas equivalentes, o valor estimado para o CTJL (R\$ 379/MWh) se posiciona em um patamar muito próximo à média das usinas a carvão contratadas em leilões (R\$ 347/MWh), reduzindo substancialmente a diferença observada na comparação nominal apresentada na Figura 9.

Esse resultado demonstra que a diferença observada na comparação nominal decorre, em grande medida, da utilização de bases metodológicas distintas, Geração Mínima Inflexível versus Garantia Física/Quantidade de Lotes.

Nesse contexto, a contratação do CTJL, nos termos da Lei nº 14.299/2022, revela-se aderente a parâmetros de modicidade tarifária quando analisada sob bases metodológicas equivalentes, sendo as diferenças residuais explicáveis pelas especificidades contratuais associadas à Transição Energética Justa e à manutenção de segurança energética por meio de inflexibilidade contratual.

Já a figura 10 apresenta as faixas de preços, mínimos e máximos, de contratação das fontes energéticas observadas nos leilões de energia realizados até o momento. A linha tracejada na figura indica o valor calculado para a compra da energia a ser gerada pelo CTJL.

³⁰ Fonte: Elaboração EPE com dados da CCEE e cálculo próprio.

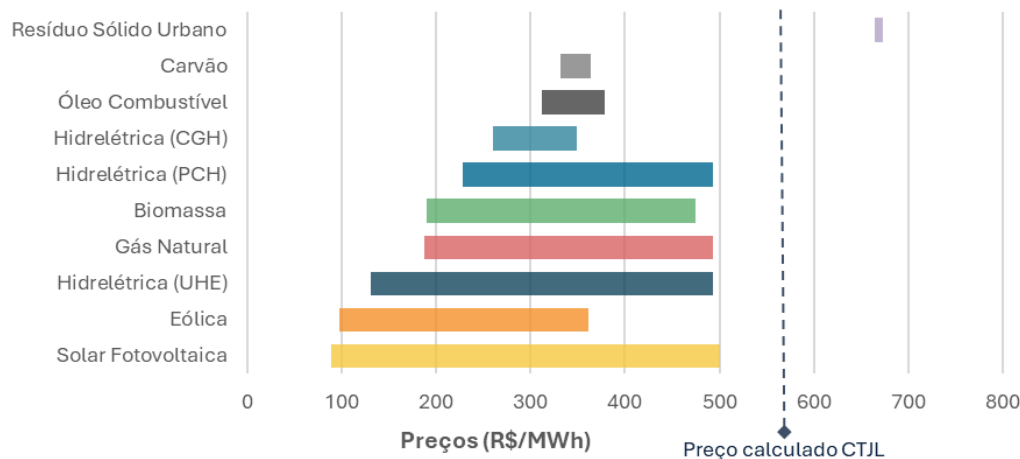


Figura 10 - Valores mínimos e máximos de preços dos leilões de energia realizados, por fonte energética, e o preço calculado para a energia do CTJL

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE

Embora a Figura complemente a leitura ao evidenciar a dispersão de preços por fonte, sua interpretação também deve considerar que os valores agregam contratos celebrados em contextos distintos, sem equalização completa de premissas contratuais e operativas. Dessa forma, a figura oferece uma referência de variação de preços observada nos leilões, mas não substitui análises específicas de comparabilidade entre produtos contratuais.

As análises de sensibilidade e as ressalvas metodológicas aplicadas à Figura 9 estendem-se à interpretação da Figura 10, reforçando a necessidade de cautela em comparações nominais sem a devida equalização de premissas.

6.1.2. Preços, médios, mínimos e máximos, por tipo de leilão

Para garantir a diversidade e a modernização da matriz, o setor elétrico realiza diversos tipos de leilões, que tem como objetivos, além de contratar energia pelo menor preço possível (modicidade tarifária), atrair investidores para novas usinas de geração de energia e reter a geração existente [30].

Na Figura 10 são apresentados todos os tipos de leilões que são realizados para a contratação da energia elétrica necessária ao atendimento do mercado, bem como o período de antecedência em que esses leilões podem ser realizados.



Figura 10 – Tipos de Leilões de contratação de energia e período para realização

Fonte: CCEE

Para essa análise comparativa, foram avaliados preços realizados em todos os tipos de leilões com exceção do Leilão de Ajuste e do 1º Leilão de Reserva de Capacidade (1º LRC), de 2021, devido às características específicas desses certames.

Com base nos dados do mesmo Boletim informativo da CCEE³¹ consultado no item anterior, a Figura 11 apresenta a comparação do valor médio dos preços por tipo de leilão³² e o preço calculado para a energia a ser gerada pelas usinas do complexo.

Ressalta-se que as comparações por tipo de certame possuem caráter referencial, uma vez que agregam resultados de leilões com objetivos, produtos e condições regulatórias distintas. Portanto, sua leitura deve observar as limitações metodológicas já destacadas nesta seção.

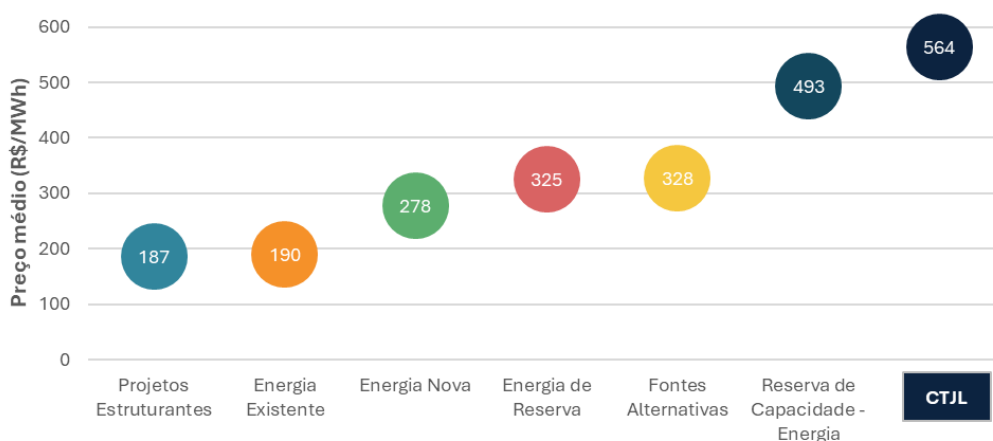


Figura 11 - Comparação entre os preços médios, por tipo de certame, dos leilões de energia realizados e o preço calculado para a energia do CTJL

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE

A Figura 12 permite observar os valores mínimos e máximos dos preços negociados por tipo de leilão nos certames realizados até o momento, juntamente com o valor calculado para a contratação da energia a ser gerada pelo CTJL, representado pela linha tracejada na figura.

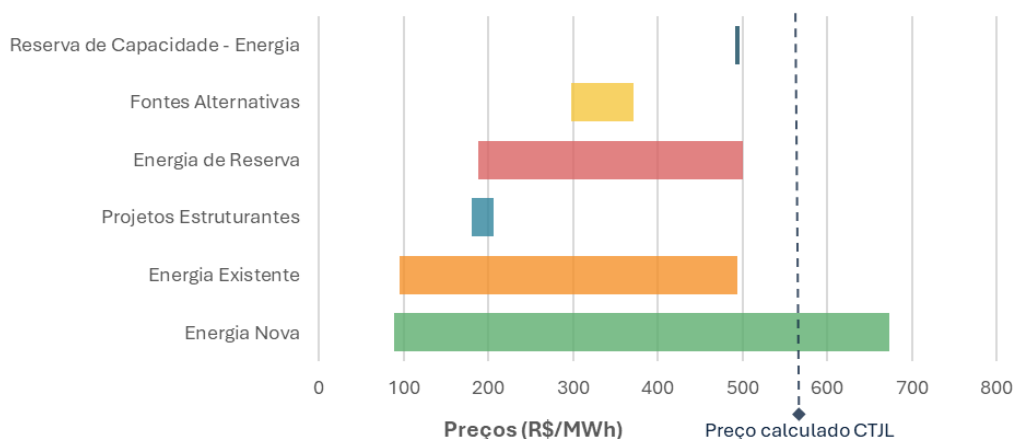


Figura 12 - Valores mínimos e máximos de preços dos leilões de energia realizados, por tipo de certame, e o preço calculado para a energia do CTJL

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE

³¹ InfoLeilão Dinâmico - 081 - Jan/2025. Acesso em 30 de janeiro de 2025.

³² Obtidos pelo cálculo da média dos valores anuais, por tipo de leilão, do ano de 2025 ao ano de 2039, que se refere ao período contratual do CTJL.

6.2. Análise comparativa com outras referências de preço de energia

Além das referências oriundas dos leilões de energia realizados no SIN, avaliadas nas subseções anteriores, foram consideradas outras métricas de preço que permitem ampliar a análise sob a ótica de modicidade tarifária.

6.2.1. Custo nivelado de energia para a fonte termelétrica a carvão (LCOE-Carvão)

O custo nivelado da eletricidade (*Levelized Cost Of Electricity* - LCOE) é uma métrica econômica utilizada para estimar o custo de geração da energia elétrica por uma usina, calculada pelo custo total de construção e operação da unidade geradora durante sua vida útil dividido pela produção total de eletricidade gerada durante esse período, levando em conta também os custos de financiamento [31].

Essa métrica é amplamente utilizada para comparar diferentes tecnologias de geração de energia a partir da combinação de valores de Investimentos (*Capital Expenditures* – CAPEX), dos Custos de Operação e Manutenção (O&M), dos custos de combustível e do desempenho. Entretanto, a métrica não contempla em sua formulação componentes que representam encargos, depreciação de equipamentos, entre outros, que devem ser levados em consideração para análise mais detalhada a respeito dos custos das fontes de geração. Cabe mencionar também que a comparação com base em valores de LCOE é feita para fins de ilustração, pois sabe-se que, para análise de viabilidade dos projetos de geração de energia, devem ser realizados estudos mais detalhados considerando fatores multidisciplinares adicionais que traduzam cenários mais aderentes à realidade do mercado de cada fonte e tecnologia analisada.

Para definição do valor a ser considerado para este parâmetro, foram pesquisadas publicações recentes com valores de LCOE calculados para a fonte termelétrica a carvão, como as citadas a seguir.

No relatório “*Projected Costs of Generating Electricity*” [32], o valor do LCOE-carvão calculado para o Brasil, varia entre US\$ 47/MWh e US\$ 56/MWh, a depender da taxa de desconto considerada. Além desses dados, também são informados valores de LCOE-carvão referentes a outras regiões do mundo, que variam entre US\$ 75/MWh e US\$ 110/MWh, se considerada a taxa de desconto de 7%. Em outro documento publicado pela International Energy Agency (IEA), “*World Energy Outlook 2023*” [33], são estimados custos nivelados de energia para a fonte termelétrica a carvão, considerando diversas regiões do mundo (Estados Unidos, União Europeia, China e Índia), cujo valor médio, entre os países, do LCOE-carvão referente ao ano de 2022 é de US\$ 108/MWh.

No relatório “*Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis—Version 17.0*” [34], publicado no ano de 2024, são apresentadas faixas de valores de LCOE-Carvão, US\$ 69/MWh (mínimo) e US\$ 168/MWh (máximo), assim como o valor médio de LCOE de uma usina a carvão totalmente depreciada, de US\$ 71/MWh, que pressupõe que o valor de recuperação de um ativo de carvão descomissionado é equivalente aos seus custos de descomissionamento e restauração do local e os dados de entradas (fatores de capacidade, combustível, despesas operacionais variáveis e fixas) são derivados de um benchmark de ativos operacionais de carvão nos EUA.

Por refletirem condições de mercado mais atuais, foram utilizados como referência os valores apresentados no relatório da Lazard do ano de 2024, sendo considerado o valor mínimo, máximo e médio de uma usina totalmente depreciada. Para a conversão dos valores para moeda nacional, foi utilizada a taxa de câmbio do mês de dezembro de 2024 (R\$ 6,10/US\$)³³. Sendo assim, os valores de LCOE-carvão, convertidos a moeda nacional, são de: **R\$ 420,90/MWh** (LCOE-carvão mínimo), **R\$ 1.024,80/MWh** (LCOE-carvão máximo) e **R\$ 433,10/MWh** (LCOE-carvão usina totalmente depreciada).

6.2.2. ACR Médio

Por definição, de acordo com os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) - submódulo 5.1³⁴, o valor do ACR Médio é o custo médio da energia e potência comercializadas pelos agentes de distribuição no âmbito do ACR, apurado pela ANEEL com base nos valores considerados no cálculo das tarifas de fornecimento de energia elétrica vigentes das concessionárias de distribuição interligadas ao SIN, incluindo: o custo total de compra de energia considerado no cálculo da Parcela A; o custo total com encargos setoriais considerados na Parcela A; a conta de variação da Parcela A (CVA) em processamento de compra de energia

³³ Fonte: Ipeadata. Disponível em: <http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx>

³⁴ Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_5_1_V1_0C.pdf

e encargos setoriais, adicionadas as receitas das bandeiras tarifárias; a CVA saldo a compensar; o diferencial tarifário relacionado à contratação de energia da Eletrobras Termonuclear S/A – Eletronuclear; o custo total com transmissão de energia; a CVA de Rede Básica e transporte de Itaipu; e a energia requerida.

Para fins de apuração dos reembolsos mensais da CCC (Conta Consumo de Combustíveis), feita pela CCEE, a ANEEL publica anualmente os valores do ACR médio e dos fatores de corte de perdas regulatórias, por meio de despacho da Superintendência de Gestão Tarifária (SGT).

Conforme descrito no Despacho nº 3.080, de 10 de outubro de 2024, o custo médio da energia e potência comercializadas pelos agentes de distribuição no Ambiente de Contratação Regulada (ACRméd) para o ano civil de 2025 foi fixado pela ANEEL em **R\$ 307,29/MWh**³⁵.

6.2.3. Preço de contratação de longo prazo no ACL

Como referência do preço de contratação de longo prazo no ACL, foi utilizado o índice de preço de longo prazo do Boletim da Curva *Forward* da empresa DCIDE³⁶ [35], que é o preço de referência para valoração de energia a ser contratado nos próximos quatro anos para o ACL. Os índices apresentados no boletim são calculados com base nas métricas do *pool* de preços apuradas semanalmente pela plataforma, utilizando as referências da curva *forward* de energia elétrica dos agentes classificados como comercialmente mais ativos [36].

Os índices apresentados no Boletim da Curva *Forward* da empresa DCIDE representam os preços de referência para energia elétrica, divididos entre a fonte Convencional e Incentivada (com 50% de desconto na TUSD), no submercado Sudeste e Centro-Oeste, e têm o objetivo de refletir a atual conjuntura de mercado para maturidades próximas ao suprimento, índices trimestrais, e distantes do suprimento, índices de longo prazo.

A apuração destes índices³⁷ é realizada semanalmente pela empresa DCIDE utilizando um processo de benchmark das curvas *forward*, onde os agentes mais comercialmente ativos inserem suas referências de preços individuais para um horizonte de cinco anos em troca de métricas agregadas de todos os participantes do processo, e, para garantir a representatividade e qualidade da informação é implementado um processo de validação das curvas individuais, que tem como uma de suas etapas a aplicação de um algoritmo estatístico que minimiza a influência de valores atípicos, não representativos da condição atual de mercado.

O índice para energia convencional nos próximos quatro anos (para os anos de 2026 a 2029) publicado no Boletim Semanal da Curva *Forward* da empresa DCIDE mais recente foi medido como **R\$ 156,14/MWh**³⁸ (Índice Convencional Longo Prazo).

A comparação das diferentes referências de preço de energia supracitadas e o preço calculado para contratação da energia a ser gerada por CTJL é apresentada na Figura 13.

³⁵ Destaca-se que a EPE não faz projeção de ACR médio, sendo assim, o presente documento utilizará o último valor vigente para fins de análise.

³⁶ A DCIDE é uma empresa dedicada ao desenvolvimento de soluções de informação, processamento e modelagem quantitativa para o setor de energia elétrica.

³⁷ O processo de apuração das curvas dos agentes, cálculo das métricas e validação da informação é amplamente divulgado e reconhecido pelo mercado e a empresa DCIDE disponibiliza a documentação de cada etapa deste processo.

³⁸ Boletim Semanal Curva Forward DCIDE – Semana 05 (publicado em 29/01/2025).

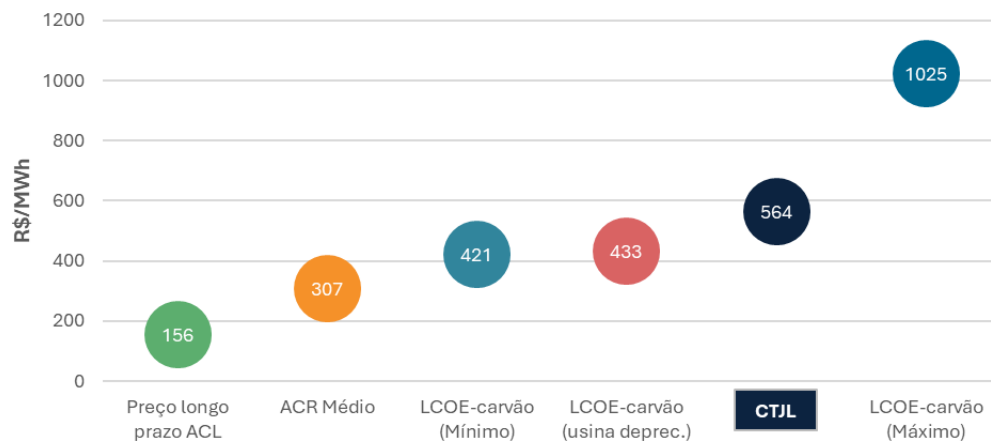


Figura 13 - Comparação entre referências de preço de energia e o preço calculado para a energia do CTJL
 Fonte: Elaboração própria com dados da Lazard, DCIDE e ANEEL

Ressalta-se que as referências apresentadas neste item possuem naturezas distintas e atendem a finalidades analíticas específicas, razão pela qual sua leitura deve considerar as premissas e o escopo de cada fonte de informação. Além das referências oriundas de leilões, a avaliação de modicidade tarifária pode considerar métricas complementares que contribuam para qualificar a comparação, especialmente quando houver condições para equalização de premissas.

Nesse contexto, a utilização de indicadores como o Custo Nivelado de Energia (LCOE) e de outras métricas comparáveis, quando aplicável, pode oferecer uma leitura mais adequada do posicionamento do CTJL frente a diferentes referências, sempre observadas as limitações metodológicas e as hipóteses adotadas em cada caso.

7. Considerações finais

Em conformidade com o Inciso III do Art. 6º da Lei nº 14.299/2022, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) realizou o cálculo do preço de contratação da energia elétrica a ser gerada pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), na modalidade de energia de reserva. O cálculo foi realizado observando a modicidade tarifária e levando em consideração a compra mínima de carvão mineral nacional estipulada nos contratos vigentes na data de publicação da Lei, conforme montante de energia informado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A Portaria nº 768/GM/MME, publicada em 5 de fevereiro de 2024, estabeleceu, em seu Art. 3º, atribuições a EPE em relação ao processo de cálculo do preço de contratação do CTJL, que serão descritas a seguir.

A primeira atribuição foi a publicação de instruções contendo o detalhamento das informações necessárias para obtenção dos valores referenciais para o cálculo do preço, conforme descrito no Inciso I. Essa atribuição foi cumprida com a publicação do documento “*Instruções - Envio de Informações Necessárias ao Cálculo do Preço de Contratação do Complexo Termelétrico de Jorge Lacerda (CTJL)*”, no dia 27 de março de 2024.

No documento de Instruções publicado, também foi atendida a segunda solicitação feita através do Inciso II do mesmo artigo da Portaria, que fixa o prazo máximo de 30 dias para o recebimento das informações. Esse prazo foi contado a partir da publicação do documento. Conforme descrito no item 2 deste relatório, o agente responsável pelo CTJL (Diamante Energia) cumpriu o prazo inicial, enviando a primeira remessa de dados até o dia 27 de abril. No entanto, após solicitações de esclarecimentos feitos pela EPE, houve o envio de novos dados 25 dias após o prazo original estipulado nas Instruções.

O Inciso III atribuiu à EPE a responsabilidade de avaliar a documentação disponibilizada pelo agente responsável pelo CTJL, bem como de solicitar informações, documentos e pareceres adicionais, e promover diligências com vistas a complementações de análises necessárias à realização do cálculo do preço. Essas atividades foram realizadas a partir do início do envio dos dados pelo agente e continuaram ao longo do período de elaboração das análises, como está descrito nos itens 2 e 3 e ilustrado na linha do tempo da Figura 2.

Por fim, o Inciso IV estabeleceu à EPE a atribuição de emitir Relatório Técnico contendo as análises realizadas e os resultados obtidos referentes ao cálculo do preço do CER vinculado ao CTJL, assim como a metodologia considerada para a observação da modicidade tarifária. Por isso, a fim de atender ao solicitado, foi elaborado o presente documento.

Este relatório foi dividido em seis partes, sendo elas: (1) Introdução; (2) Plano de trabalho; (3) Apresentação dos dados e informações utilizadas para o cálculo; (4) Descrição da metodologia do cálculo do preço; (5) Resultados obtidos; e (6) Análise de modicidade tarifária.

Na primeira parte foi feita a contextualização em relação ao estudo a ser feito, para o cálculo do preço de contratação do CTJL e na segunda parte foram descritos as atividades e os prazos do plano de trabalho estipulado pela EPE (original e revisado) para a realização do cálculo, assim como foram destacados fatos ocorridos considerados relevantes ao processo.

No item seguinte (terceira parte), foram apresentados detalhadamente todos os dados e informações utilizadas para o cálculo do preço, com a reprodução dos textos e valores contidos nos documentos enviados pelo agente responsável pelo CTJL e, em alguns casos, foram feitos comentários considerados pertinentes aos parâmetros utilizados no cálculo.

Na quarta parte do relatório, a metodologia utilizada no cálculo do preço de contratação foi apresentada, com a descrição dos conceitos referentes a avaliação de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e a Tarifa de Equilíbrio (TEQ).

A tabela com a consolidação dos parâmetros utilizados no cálculo é mostrada na quinta parte do relatório, assim como o preço resultante obtido, de **R\$ 564,37/MWh**, que gera uma receita anual total de R\$ 1.890,94 milhões.

No último item, foi realizada uma avaliação comparativa entre o preço calculado para a energia a ser gerada pelo CTJL e outros indicadores relacionados à contratação de energia elétrica, como preços resultantes de leilões realizados no SIN e referências como ACR médio, índices de longo prazo do ACL e LCOE publicados em bases internacionais. Foram apresentadas, inicialmente, comparações ilustrativas com médias históricas agregadas por fonte, bem como exercício complementar de equalização metodológica para fins de análise em bases equivalentes.

Ressalta-se que as referências comparativas apresentadas no item 6 foram utilizadas como instrumentos de contextualização da análise de modicidade tarifária, e não como comparação direta entre empreendimentos plenamente equivalentes. Em particular, as análises e figuras que apresentam valores médios e faixas de preços de leilões (Figuras 9, 10, 12 e 13) consolidam resultados históricos de contratos com características distintas, razão pela qual sua interpretação deve observar as limitações metodológicas explicitadas no relatório.

Adicionalmente, quando explicitamente indicadas como exercício de equalização, tais referências passam a refletir simulações em bases metodológicas comparáveis às utilizadas nos leilões por disponibilidade, conforme descrito na Seção 6 (Figura 9A.).

Ao posicionar o preço calculado para a energia gerada pelo CTJL frente a outras referências, é importante destacar que essa avaliação serve apenas como base comparativa, sem reproduzir uma avaliação de impacto tarifário. Esta contratação, nos termos da Lei nº 14.299/2022, envolve não apenas o fornecimento energético, mas também fatores como o desenvolvimento socioeconômico da região e a cadeia produtiva do carvão mineral, que, embora não diretamente mensuráveis na análise tarifária, têm relevância no contexto da política pública proposta. Ainda, dispor de um recurso controlável e despachável, numa região com alta variabilidade hidrológica e num sistema com permanente ingresso de fontes renováveis variáveis é outro aspecto positivo quanto o recurso energético CTJL.

Ademais, a EPE reafirma que o cálculo do preço de contratação da energia elétrica a ser gerada pelo CTJL foi realizado com base em rito legal e regulatório específico, com metodologia técnica e documentação exigida no processo, nos termos da Lei nº 14.299/2022 e da Portaria nº 768/GM/MME. Nesse sentido, comparações nominais diretas entre o preço calculado do CTJL e médias agregadas de leilões por fonte, sem a devida equalização de premissas contratuais, operativas e de composição de custos, devem ser interpretadas com cautela. Quando realizadas em bases metodológicas equivalentes, conforme demonstrado na Seção 6, tais comparações conduzem a resultados compatíveis com a média histórica da fonte, evidenciando que diferenças aparentes decorrem essencialmente da base de cálculo adotada. A análise de modicidade tarifária realizada neste relatório deve ser compreendida no contexto do comando legal específico aplicável à contratação e das condições previstas no respectivo arcabouço normativo.

Como descrito no § 2º do Art. 3º da Portaria nº 768/GM/MME, de 2024, os documentos e análises realizadas pela EPE neste relatório tem a finalidade única e exclusiva de compor o cálculo do preço do CER vinculado ao CTJL, de que trata o Inciso III do Art. 6º da Lei nº 14.299/2022.

Cabe mencionar que, conforme descrito no Art. 7º da Portaria supracitada, o Ministério de Minas e Energia irá realizar Consulta Pública abrangendo este Relatório Técnico, elaborado pela EPE.

Por fim, diante da complexidade e do rigor técnico envolvidos no processo de cálculo do preço de contratação da energia elétrica a ser gerada pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), é fundamental destacar a importância da transparência e da precisão em cada etapa do processo. A EPE se empenhou em garantir que todas as informações e análises fossem baseadas em dados robustos e

metodologias consagradas, com o cumprimento das diretrizes estabelecidas pela legislação vigente. A EPE cumpriu com todas as etapas do processo, demonstrando agilidade e eficiência na condução das atividades, o que reforça o compromisso da EPE com a transparência e a responsabilidade no desenvolvimento de estudos técnicos que impactam diretamente o setor energético brasileiro.

8. Referências

- [1] Diamante Energia, “1. A. Características Gerais do Empreendimento - revisão 2,” 2024.
- [2] Diamante Energia, “1B. Dados operacionais e características técnicas das Usinas - Revisão 1,” 2024.
- [3] Diamante Energia, “5. Custo do combustível B - Dados referentes ao consumo de combustível da usina Revisão 01,” 2024.
- [4] PROMON Engenharia, “RELATÓRIO – RESULTADOS DE VERIFICAÇÃO INDEPENDENTE DE DADOS DO CT JORGE LACERDA – CAPEX, OPEX E PRÁTICAS DE GESTÃO,” Revisão 1, 2024.
- [5] PROMON Engenharia, “RELATÓRIO – RESULTADOS DE VERIFICAÇÃO INDEPENDENTE DE DADOS DO CT JORGE LACERDA – CAPEX, OPEX E PRÁTICAS DE GESTÃO,” Revisão 2, 2024.
- [6] Geo Consultores Engenharia e Comércio Ltda, “Laudo técnico para o atendimento dos quesitos ambientais apontados na nota técnica da Empresa Pública de Energia – EPE, para o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda – CTJL,” Geo Consultores Engenharia e Comércio Ltda, 2024.
- [7] Ernst & Young Assessoria Empresarial Ltda., “Laudo acerca do cálculo do preço de contratação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), sob a luz da Lei nº 14.299/2022, Portaria nº 768/ GM/ MME/ 2024.,” Atende ao item 7, por inteiro, da Nota Técnica EPE/DEE/SGR/020/2024, 2024.
- [8] Ernst & Young Assessoria Empresarial Ltda., “Revisão - Laudo acerca do cálculo do preço de contratação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), sob a luz da Lei nº 14.299/2022, Portaria nº 768/ GM/ MME/ 2024.,” Atende ao item 7, por inteiro, da Nota Técnica EPE/DEE/SGR/020/2024, 2024.
- [9] Ernst & Young Assessoria Empresarial Ltda., “AUX - Laudo acerca do cálculo do preço de contratação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), sob a luz da Lei nº 14.299/2022, Portaria nº 768/ GM/ MME/ 2024.,” Atende ao item 7, por inteiro, da Nota Técnica EPE/DEE/SGR/020/2024, Documento auxiliar ao Laudo do item 7 datado de 21 de maio de 2024, 2024.
- [10] Fundação Luiz Englert, “Avaliação das reservas e recursos de carvão CE4500 para fornecimento ao CTJL no período 2025-2040,” 2024.
- [11] Gaia Silva Gaede Advogados, “Diamante Geração de Energia Ltda. - Tributos, Encargos e Custos Setoriais PR2322550,” 2024.
- [12] Diamante Energia Ltda, *Carta - Declaração de ausência de financiamento*, Capivari de Baixo - SC, 2024.
- [13] Martinelli Advogados, “THE BENEFITS OF INTEREST ON EQUITY (“JCP”) FOR BUSINESSES,” Martinelli Advogados, 05 09 2023. [Online]. Available: [https://www.martinelli.adv.br/en/the-benefits-of-interest-on-equity-jcp-for-businesses/#:~:text=Interest%20on%20Equity%20\(JCP\)%20is,is%20taxed%20at%20the%20source..](https://www.martinelli.adv.br/en/the-benefits-of-interest-on-equity-jcp-for-businesses/#:~:text=Interest%20on%20Equity%20(JCP)%20is,is%20taxed%20at%20the%20source..) [Acesso em 08 2024].
- [14] V. M. F. d. L. Castro, “JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO: NATUREZA DO RENDIMENTO À LUZ DOS ACORDOS PARA EVITAR A DUPLA TRIBUTAÇÃO”. *Revista Direito Tributário Atual* .
- [15] D. R. R. S. d. Silva, “Understanding Brazil's Interest on Equity,” B18 editora, 18 04 2022. [Online]. Available: <https://www.b18.com.br/en/understanding-brazils-interest-on-equity/>. [Acesso em 08 2024].

- [16] Consultor Jurídico, “Juros sobre capital próprio antes e depois da Lei 14.789/2023,” Consultor Jurídico, 04 04 2024. [Online]. Available: <https://www.conjur.com.br/2024-abr-04/juros-sobre-capital-proprio-antes-e-depois-da-lei-14-789-2023/>. [Acesso em 08 2024].
- [17] InfoMoney, “Juros Sobre Capital Próprio (JCP): o que são e como lucrar,” InfoMoney, 08 11 2022. [Online]. Available: <https://www.infomoney.com.br/guias/juros-sobre-capital-proprio-jcp/>. [Acesso em 08 2024].
- [18] Ernst & Young, “Laudo acerca do cálculo do preço de contratação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), sob a luz da Lei nº 14.299/2022, Portaria nº 768/ GM/ MME/ 2024. - Atende ao item 9c da Nota Técnica EPE/DEE/SGR/020/2024,” Atende ao item 9c da Nota Técnica EPE/DEE/SGR/020/2024, 2024.
- [19] Diamante Energia Ltda, *Documento ID : 06C59BD49E60469FA1573375610FA5BF*, Capivari de Baixo, SC, 2024.
- [20] Ernst & Young, “Laudo acerca do cálculo do preço de contratação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), sob a luz da Lei nº 14.299/2022, Portaria nº 768/ GM/ MME/ 2024,” Atende ao item 9b da Nota Técnica EPE/DEE/SGR/020/2024, Abril/2024.
- [21] Diamante Energia Ltda, ““DECLARAÇÃO DE AUSÊNCIA DE CONTRATOS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA FIRMADOS - Documento ID: 2D876E2E-C82E-4DBC-BD05-02238FD42E34,” Capivari de Baixo, 2024.
- [22] Ernst & Young, “Laudo acerca do cálculo do preço de contratação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), sob a luz da Lei nº 14.299/2022, Portaria nº 768/ GM/ MME/ 2024 - Atende ao item 12b da Nota Técnica EPE/DEE/SGR/020/2024,” Atende ao item 12b da Nota Técnica EPE/DEE/SGR/020/2024, 2024.
- [23] A. Damodaran, “The Time Value of Money,” em *Corporate Finance: Theory and Practice*, Wiley, 2001, p. 51 a 62.
- [24] V. C. Hawawini G, “Finance for Executives, managing for value creation.,” *Cincinnati: South-Western*, pp. 185-6, 2002.
- [25] W. S. Fugitt D, “Cost-benefit analysis for public sector decision makers,” *Westport (CT): Quorum Books*, pp. 97-101, 1999.
- [26] T. Shou, “A Literature Review on the Net Present Value (NPV) Valuation Method,” *Advances in Economics, Business and Management Research*, vol. 219.
- [27] M. A. Law, “Using net present value as a decision-making tool,” *Air Medical Journal*, 10 2004.
- [28] CCEE, “Leilões,” CCEE, [Online]. Available: <https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/leilao-mercado>. [Acesso em 21 08 2024].
- [29] CCEE, “Leilão - dados e análises,” CCEE, [Online]. Available: <https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-leilao>. [Acesso em 21 08 2024].
- [30] ANEEL, “Leilões - Leilões de Geração,” ANEEL, 24 02 2022. [Online]. Available: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/leiloes>. [Acesso em 21 08 2024].
- [31] World Nuclear Association, “Economics of Nuclear Power - Economics Aspects,” WNA, 29 09 2023. [Online]. Available: <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power>. [Acesso em 21 08 2024].
- [32] International Energy Agency & Nuclear Energy Agency, “Projected Costs of Generating Electricity 2020,” 12 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>. [Acesso em 21 08 2024].
- [33] IEA, “World Energy Outlook 2023,” 10 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>. [Acesso em 21 08 2024].
- [34] LAZARD, “Levelized Cost of Energy+,” 06 2024. [Online]. Available: <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus/>. [Acesso em 21 08 2024].
- [35] DCIDE, “Boletim da Curva Forward,” DCIDE, 21 08 2024. [Online]. Available: <https://www.dcide.com.br/wp-content/uploads/2024/08/Boletim-S34.24.pdf>. [Acesso em 21 08 2024].

- [36] DCIDE, “COMO UTILIZAR O BOLETIM SEMANAL DA CURVA FORWARD,” [Online]. Available: <https://www.dcide.com.br/wp-content/uploads/2022/12/Como-utilizar-o-Boletim.2022.pdf>. [Acesso em 21 08 2024].

Anexo Metodológico I

Memória de cálculo do ICB teórico da UTE CTJL e premissas adotadas

Este anexo descreve, de forma sequencial e reproduzível, a memória de cálculo do Índice Custo-Benefício (ICB) teórico para a UTE CTJL, com base no conceito metodológico de decomposição do custo total em Receita Fixa (RF) e na parcela invariante K, esta última derivada dos valores esperados de Custo de Operação (COP) e Custo Econômico de Curto Prazo (CEC). O objetivo é documentar integralmente as fórmulas, unidades, premissas e etapas de cálculo, para fins de auditoria.

1. Conceitos e estrutura do ICB

O ICB³⁹ (em R\$/MWh) é definido como a razão entre o custo total atribuído ao empreendimento e seu benefício energético. Na formulação aplicável aos contratos por disponibilidade, o índice pode ser expresso como a soma de duas parcelas: (i) uma parcela associada à **Receita Fixa (RF)** diluída pela energia anual de referência e (ii) uma parcela **K** (em R\$/MWh) que internaliza, de forma antecipada, os efeitos esperados de custos variáveis de operação e de liquidações no mercado de curto prazo, a partir de **COP** e **CEC**.

De maneira coerente com essa decomposição, considera-se:

$$ICB = Parcela_{fixa} + K$$

em que:

$$Parcela_{fixa} = \frac{RF}{QL \times 8760}$$

e:

$$K = \frac{COP + CEC}{QL \times 8760}$$

A expressão de *K* como parcela invariante normalizada por energia anual (em base de MW médios) decorre diretamente da metodologia formal, na qual COP e CEC são apurados em R\$/ano e convertidos para R\$/MWh por divisão pela energia anual correspondente à referência adotada.

2. Premissas metodológicas para COP e CEC

O **COP** representa o valor esperado do gasto adicional quando a usina gera acima de sua inflexibilidade, incorporando custo de combustível e custos incrementais de operação e manutenção. O COP é calculado mês a mês e cenário a cenário e, em seguida, anualizado por multiplicação do valor médio mensal por 12.

O **CEC** representa o valor esperado do resultado econômico líquido no mercado de curto prazo decorrente da exposição mensal do contrato. Por definição, a diferença entre **Garantia Física (GF)** e **Geração despachada** (exposição) é valorada ao **CMO limitado pelos pisos e tetos de PLD** do ano do leilão. O CEC é positivo quando há necessidade líquida de compra para honrar contrato (geração inferior à GF) e é negativo quando há receita líquida no MCP (geração superior à GF). Assim como o COP, o CEC é anualizado multiplicando-se o valor médio mensal por 12.

Adicionalmente, para efeito de apuração do ICB, adota-se critério de despacho por ordem de mérito, sendo excluídas as parcelas conjunturais decorrentes de despacho “por razões elétricas” ou por

³⁹ EPE-DEE-RE-038-2018-r0

determinação extraordinária, por não representarem o comportamento econômico regular que o índice busca capturar.

3. Premissas numéricas adotadas para a UTE CTJL (valores anuais e referências energéticas)

Para a reprodução da memória de cálculo do ICB teórico, adotam-se as seguintes entradas (todas em base anual, quando aplicável):

- **Receita Fixa (RF):** 1.890.940.000 R\$/ano
- **Valor Esperado do COP:** 96.071.057,21 R\$/ano
- **Valor Esperado do CEC:** -122.374.927,82 R\$/ano
- **Energia de referência: (E_{ref}):** 561,17 MW médios
- **Conversão anual:** 8760 h/ano

A energia de referência E_{ref} é uma referência de energia anual (em MW médios) adotada para converter fluxos anuais (R\$/ano) em valores unitários (R\$/MWh). A metodologia do ICB requer essa coerência dimensional, uma vez que o índice final é expresso em R\$/MWh.

Para fins de estimativa da energia de referência E_{ref} , adotou-se uma aproximação baseada na Garantia Física (GF) vigente da UTE CTJL, tomando-a como uma proxy regulatória de energia média disponível e contratável. Especificamente, define-se um fator proporcional (adimensional) como a razão entre a GF vigente (em MW médios) e a capacidade instalada anterior de 857 MW e a vigente de 740 MW, isto é, $f = GF_{vigente} \times 740 / 857$. Esse fator representa, de forma sintética, o “fator de capacidade regulatório” implícito na garantia física atualmente reconhecida, incorporando, de maneira agregada, as premissas de desempenho, disponibilidade e condições sistêmicas que embasaram a certificação vigente. A partir disso, a energia de referência pode ser expressa como $E_{ref} = f$, o que equivale a utilizar a própria $GF_{vigente}$ como referência energética anualizada para a conversão de custos anuais em R\$/MWh. Ressalta-se que essa escolha é tecnicamente adequada como estimativa porque o recálculo de uma “nova” garantia física demandaria a aplicação integral da metodologia oficial, com equalização abrangente de premissas (configuração do sistema, séries hidrológicas, representação de despacho, critérios de suprimento e parametrizações) e processamento de simulações conforme diretrizes estabelecidas para definição de garantias físicas, o que excede o escopo de uma estimativa para fins de auditoria e memória de cálculo. Assim, a GF vigente, por ser um parâmetro regulatório já estabelecido, é utilizada como proxy conservadora e rastreável para representar a energia de referência no cálculo do ICB teórico.

4. Etapas sequenciais da memória de cálculo

4.1. Conversão da Receita Fixa para parcela fixa unitária

Primeiro, converte-se a Receita Fixa anual em R\$/MWh dividindo-a pela energia anual equivalente associada à referência E_{ref} :

1. Energia anual equivalente para o termo fixo:

$$E_{anual,ref} = E_{ref} \times 8760 = 561,17 \times 8760 \text{ MWh/ano}$$

2. Parcela fixa do ICB:

$$Parcela_{fixa} = \frac{RF}{E_{anual,ref}} = \frac{1.890.940.000}{561,17 \times 8760}$$

3. Resultado numérico:

$$Parcela_{fixa} = 384,66 \text{ R\$/MWh}$$

4.2. Cálculo do numerador da parcela invariante K

Em seguida, calcula-se o resultado anual combinado de custos variáveis e resultado econômico no MCP:

4. Soma anual COP + CEC:

$$COP + CEC = 96.071.057,21 + (-122.374.927,82)$$

5. Resultado numérico:

$$COP + CEC = -26.303.870,61 \text{ R\$/ano}$$

O sinal negativo é consistente com a definição metodológica do CEC: quando a usina, na expectativa adotada, apresenta receita líquida no curto prazo superior ao seu custo incremental esperado, o saldo $COP + CEC$ pode tornar-se negativo, reduzindo o ICB total.

7. Parcela invariante:

$$K = \frac{COP + CEC}{E_{anual,K}} = \frac{-26.303.870,61}{561,17 \times 8760}$$

8. Resultado numérico:

$$K = -5,35 \text{ R\$/MWh}$$

A forma funcional de K como razão entre $COP + CEC$ (R\$/ano) e energia anual (MWh/ano) está explicitada na metodologia como parcela invariante em R\$/MWh.

4.4. Consolidação do ICB teórico

9. Soma das parcelas:

$$ICB_{teórico} = Parcela_{fixa} + K$$

10. Substituição numérica:

$$ICB_{teórico} = 384,66 + (-5,35)$$

11. Resultado final:

$$ICB_{teórico} = 379,31 \text{ R\$/MWh}$$

Considerando que a estimativa apresentada neste Anexo utiliza como referência a Garantia Física vigente, parâmetro regulatório formalmente reconhecido e alinhado às métricas historicamente empregadas na apuração do ICB em leilões por disponibilidade, **o valor aqui obtido foi adotado como base para a comparação apresentada no corpo do Relatório.**

O Anexo Metodológico II, a seguir, apresenta exercício alternativo de estimativa do ICB teórico, com base em premissas prospectivas de despacho econômico, permitindo avaliação complementar de sensibilidade.

Anexo Metodológico II

Memória de cálculo do ICB teórico da UTE CTJL e premissas adotadas

Este anexo descreve, de forma sequencial e reproduzível, a memória de cálculo do Índice Custo-Benefício (ICB) teórico para a UTE CTJL, com base no conceito metodológico de decomposição do custo total em Receita Fixa (RF) e na parcela invariante K, esta última derivada dos valores esperados de Custo de Operação (COP) e Custo Econômico de Curto Prazo (CEC). O objetivo é documentar integralmente as fórmulas, unidades, premissas e etapas de cálculo, para fins de auditoria.

1. Conceitos e estrutura do ICB

O ICB⁴⁰ (em R\$/MWh) é definido como a razão entre o custo total atribuído ao empreendimento e seu benefício energético. Na formulação aplicável aos contratos por disponibilidade, o índice pode ser expresso como a soma de duas parcelas: (i) uma parcela associada à **Receita Fixa (RF)** diluída pela energia anual de referência e (ii) uma parcela **K** (em R\$/MWh) que internaliza, de forma antecipada, os efeitos esperados de custos variáveis de operação e de liquidações no mercado de curto prazo, a partir de **COP** e **CEC**.

De maneira coerente com essa decomposição, considera-se:

$$ICB = Parcela_{fixa} + K$$

em que:

$$Parcela_{fixa} = \frac{RF}{QL \times 8760}$$

e:

$$K = \frac{COP + CEC}{QL \times 8760}$$

A expressão de *K* como parcela invariante normalizada por energia anual (em base de MW médios) decorre diretamente da metodologia formal, na qual COP e CEC são apurados em R\$/ano e convertidos para R\$/MWh por divisão pela energia anual correspondente à referência adotada.

2. Premissas metodológicas para COP e CEC

O **COP** representa o valor esperado do gasto adicional quando a usina gera acima de sua inflexibilidade, incorporando custo de combustível e custos incrementais de operação e manutenção. O COP é calculado mês a mês e cenário a cenário e, em seguida, anualizado por multiplicação do valor médio mensal por 12.

O **CEC** representa o valor esperado do resultado econômico líquido no mercado de curto prazo decorrente da exposição mensal do contrato. Por definição, a diferença entre **Garantia Física (GF)** e **Geração despachada** (exposição) é valorada ao **CMO limitado pelos pisos e tetos de PLD** do ano do leilão. O CEC é positivo quando há necessidade líquida de compra para honrar contrato (geração inferior à GF) e é negativo quando há receita líquida no MCP (geração superior à GF). Assim como o COP, o CEC é anualizado multiplicando-se o valor médio mensal por 12.

Adicionalmente, para efeito de apuração do ICB, adota-se critério de despacho por ordem de mérito, sendo excluídas as parcelas conjunturais decorrentes de despacho “por razões elétricas” ou por

⁴⁰ EPE-DEE-RE-038-2018-r0

determinação extraordinária, por não representarem o comportamento econômico regular que o índice busca capturar.

3. Premissas numéricas adotadas para a UTE CTJL (valores anuais e referências energéticas)

Para a reprodução da memória de cálculo do ICB teórico, adotam-se as seguintes entradas (todas em base anual, quando aplicável):

- **Receita Fixa (RF):** 1.890.940.000 R\$/ano
- **Valor Esperado do COP:** 96.071.057,21 R\$/ano
- **Valor Esperado do CEC:** -122.374.927,82 R\$/ano
- **Energia de referência, totalizando parcela inflexível e estimativa de despacho (E_{ref}):** 509,10 MW médios
- **Conversão anual:** 8760 h/ano

A energia de referência E_{ref} é uma referência de energia anual (em MW médios) adotada para converter fluxos anuais (R\$/ano) em valores unitários (R\$/MWh). A metodologia do ICB requer essa coerência dimensional, uma vez que o índice final é expresso em R\$/MWh.

A E_{ref} adotada na memória de cálculo foi definida a partir da Matriz de CMO de um caso base de referência utilizado no processo de cálculo de Garantia Física em 2025, tomando-se como base a estimativa de custos marginais de operação (CMO) projetados e, de forma consistente, a expectativa de despacho econômico associada à UTE no horizonte futuro. Assim, E_{ref} representa uma proxy de energia média (em MW médios) compatível com o sinal econômico de despacho derivado do caso base, refletindo a probabilidade e intensidade de acionamento da usina em cenários futuros, indicando sua expectativa de entrega de energia ao longo do contrato.

4. Etapas sequenciais da memória de cálculo

4.1. Conversão da Receita Fixa para parcela fixa unitária

Primeiro, converte-se a Receita Fixa anual em R\$/MWh dividindo-a pela energia anual equivalente associada à referência E_{ref} :

2. Energia anual equivalente para o termo fixo:

$$E_{anual,ref} = E_{ref} \times 8760 = 509,10 \times 8760 \text{ MWh/ano}$$

3. Parcela fixa do ICB:

$$Parcela_{fixa} = \frac{RF}{E_{anual,ref}} = \frac{1.890.940.000}{509,10 \times 8760}$$

4. Resultado numérico:

$$Parcela_{fixa} = 424,0046 \text{ R$/MWh}$$

4.2. Cálculo do numerador da parcela invariante K

Em seguida, calcula-se o resultado anual combinado de custos variáveis e resultado econômico no MCP:

5. Soma anual COP + CEC:

$$COP + CEC = 96.071.057,21 + (-122.374.927,82)$$

6. Resultado numérico:

$$COP + CEC = -26.303.870,61 \text{ R\$/ano}$$

O sinal negativo é consistente com a definição metodológica do CEC: quando a usina, na expectativa adotada, apresenta receita líquida no curto prazo superior ao seu custo incremental esperado, o saldo $COP + CEC$ pode tornar-se negativo, reduzindo o ICB total.

8. Parcela invariante:

$$K = \frac{COP + CEC}{E_{anual,K}} = \frac{-26.303.870,61}{509,10 \times 8760}$$

9. Resultado numérico:

$$K = -5,8981 \text{ R\$/MWh}$$

A forma funcional de K como razão entre $COP + CEC$ (R\$/ano) e energia anual (MWh/ano) está explicitada na metodologia como parcela invariante em R\$/MWh.

4.4. Consolidação do ICB teórico

10. Soma das parcelas:

$$ICB_{teórico} = Parcela_{fixa} + K$$

11. Substituição numérica:

$$ICB_{teórico} = 424,0046 + (-5,8981)$$

12. Resultado final:

$$ICB_{teórico} = 418,11 \text{ R\$/MWh}$$