

Premissas Orçamentárias Contas Setoriais 2026

CDE – CCC – RGR



ccee



SUMÁRIO

1. OBJETIVO	9
2. INTRODUÇÃO	9
2.1. HISTÓRICO DAS CONTAS SETORIAIS.....	10
Conta de Desenvolvimento Energético	10
Conta de Consumo de Combustíveis.....	10
Reserva Global de Reversão	11
3. PAPÉIS E RESPONSABILIDADES - CONTAS SETORIAIS.....	12
3.1. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO - CDE.....	12
3.2. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS - CCC.....	13
3.3. RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO - RGR	15
4. CENÁRIO MACROECONÔMICO E SETORIAL	16
5. COMPOSIÇÃO DA CDE	17
5.1. ORÇAMENTO CDE.....	22
5.2. COMPARATIVOS CDE.....	23
Premissas adotadas	25
5.2.1.1. Premissas do PAC CDE - Carvão Mineral	26
5.2.1.2. Resultados Carvão Mineral	29
Premissas não consideradas.....	30
6. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS	31
6.1. SISTEMA ISOLADO	31
6.2. COMPOSIÇÃO DA CCC	32
6.3. ORÇAMENTO PAC CCC	34
6.4. COMPARATIVOS CCC.....	35
Premissas do PAC CCC.....	36
Resultados CCC.....	41
6.4.1.1. Variações Reembolso Final CCC por beneficiário.....	47



Resultado de Fiscalização e Sobrecontratação	54
7. RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO	55
7.1. COMPOSIÇÃO DA RGR.....	55
7.2. ORÇAMENTO RGR	58
7.3. COMPARATIVOS RGR	59
Premissas adotadas	59
Premissas não consideradas.....	62
8. ORÇAMENTO CONTAS SETORIAIS 2026 - CONSOLIDADO	63
9. ANEXOS	64
9.1. ANEXO A – CONTAS SETORIAIS – CDE, CCC e RGR	64
A.I – Ofício nº 273/2025-STR/ANEEL.....	64
9.2. ANEXO B – CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – CDE	68
B.I – Ofício nº 317/2025/DUPS/SNEE-MME.....	68
B.II - Custos Administrativos, Financeiros e Tributários – CAFT	70
B.III – Memorando nº 107/2017-SRG.....	79
B.IV - Previsão reembolso de Carvão Mineral - Âmbar	81
B.V - Apuração Ea-1 – Carvão Mineral	83
B.VI - Índices de Eficiência Energética das Usinas a Carvão Mineral.....	84
B.VII - Projeção do reembolso de Carvão Mineral – Competência	85
9.3. ANEXO C – CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS – CCC.....	86
C.I - Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados	86
C.II – Característica dos contratos	87
C.III - Custo Total de Despesa Acessória por Beneficiários	91
C.IV – Custo de Óleo Diesel por Beneficiários	92
C.V – Custo de Gás Natural por Beneficiários	93
C.VI – Custo de Geração Própria por Beneficiários	94
C.VII – SIGFI	95
C.VIII – MIGDI	97



C.IX – Custo de Contratação de Energia e Potência por Beneficiários.....	98
C.X – CCESI por Beneficiários.....	99
C.XI - CCVEE por Beneficiários	101
C.XII – CCVEE – Gás Natural por Beneficiários	102
C.XIII – CER – Gás Natural por Beneficiários.....	103
C.XIV – CTG por Beneficiários.....	104
C.XV – Custo de Sub-rogação por Beneficiários	108
9.4. ANEXO D – RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO – RGR.....	109
D.I - Memorando nº 524/2017 SFF-Aneel.....	109
D.II – Ofício nº 541/2025 - Projeção ENBPar - CAFT BUSA.....	112
D.III - Ofício nº 534/2025 - Projeção ENBPar - Financiamentos Concedidos	114
D.IV - Ofício nº 400/2017/SFF/Aneel.....	116
D.V - Ofício nº 285/2019/DIR/Aneel	126

ÍNDICE DE SIGLAS

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

AIC - Ativo Imobilizado em Curso

Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

AP - Audiência Pública

BUSA - Bens da União sob Administração

CadÚnico - Cadastro Único para Programas Sociais

CAFT - Custos Administrativos, Financeiros e Tributários

CCC - Conta de Consumo de Combustíveis

CCD's - Contratos de Confissão de Dívidas

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Ccesi - Contratos de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados

CCT - Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão

Ccvee - Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético

CMI - Custo Mensal de Instalação

CMO - Custo Marginal de Operação

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

Cofins - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

COM - Custo Mensal de Operação e Manutenção

CP – Consulta Pública

CTce - Custo Total de Contratação de Energia e Potência

CTcomb - Custo Total de Combustíveis e Despesas Acessórias

CTG - Custo Total de Geração

CTgp - Custo Total de Geração Própria

CVU - Custo Variável Unitário

Ea-1 - Estoque de carvão custeado e não consumido no ano anterior

Ehist - Estoque Histórico

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

EUST - Encargo de Uso do Sistema de Transmissão

GWh - Gigawatt hora

ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços

IGP-M - Índice Geral de Preços do Mercado

IPCA - Índice de Preços para o Consumidor Amplo

MIGDI - Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica

MLA - Mais Luz para Amazônia

MME - Ministério de Minas e Energia

MP - Medida Provisória

MWm - Megawatt médio

NT - Nota Técnica

OGU - Orçamento Geral da União

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

P&D - Pesquisa e Desenvolvimento

PAC - Plano Anual de Custos

PCHs - Pequenas Centrais Hidrelétricas

PCI - Poder Calorífico Inferior

PEL Sisol - Plano da Operação Elétrica dos Sistemas de Transmissão Localizados nos Sistemas Isolados

PEN Sisol - Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados

PIE - Produtor Independente de Energia

PIS - Programa de Integração Social

PIS/Pasep - Programa de Integração Social e o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público

PLD - Preços de Liquidação das Diferenças

PlpT - Programa Luz para Todos

Proret - Procedimentos de Regulação Tarifária

Qefetiva - Quantidade Efetiva

RAF - Receita Fixa Anual

REA - Resolução Autorizativa

REH - Resolução Homologatória

REN - Resolução Normativa

RGR - Reserva Global de Reversão

SELIC - Sistema Especial de Liquidação e de Custódia

SFF - Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado

SFT - Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica

SGM - Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica

Siecesc - Sindicato da Indústria de Extração de Carvão do Estado de Santa Catarina

SIGA - Sistema de Informações de Geração da Aneel

SIGFI - Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente

SIN - Sistema Interligado Nacional

Sisol - Sistema Isolado

STR - Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

TUSD - Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição

TUST - Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão

UBP - Utilização do Bem Público

VGP - Valor de Geração Própria

1. OBJETIVO

Este relatório tem por objetivo apresentar a proposta do orçamento das Contas Setoriais para o exercício de 2026 da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Conta de Consumo de Combustíveis - CCC e Reserva Global de Reversão - RGR, reunindo em único documento as premissas utilizadas e analisadas até a data de 15 de outubro de 2025.

2. INTRODUÇÃO

As Contas Setoriais foram criadas, primeiramente, para subsidiar o desenvolvimento e a equanimidade do atendimento energético do Brasil, e, posteriormente para complementar o custo total de geração de energia elétrica para atendimento aos serviços de distribuição de energia nos Sistemas Isolados - Sisol, bem como o financiamento de projetos de melhoria e expansão do setor.

A Medida Provisória - MP nº 735/2016, convertida na Lei nº 13.360/2016, estabeleceu, à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, a responsabilidade de gerir os recursos da CDE, CCC e RGR, a partir de maio de 2017.

Posteriormente, o Decreto nº 9.022/2017 estabeleceu as normas e diretrizes para destinação, orçamento e gestão destes recursos.

A figura abaixo demonstra o fluxo financeiro da CDE:

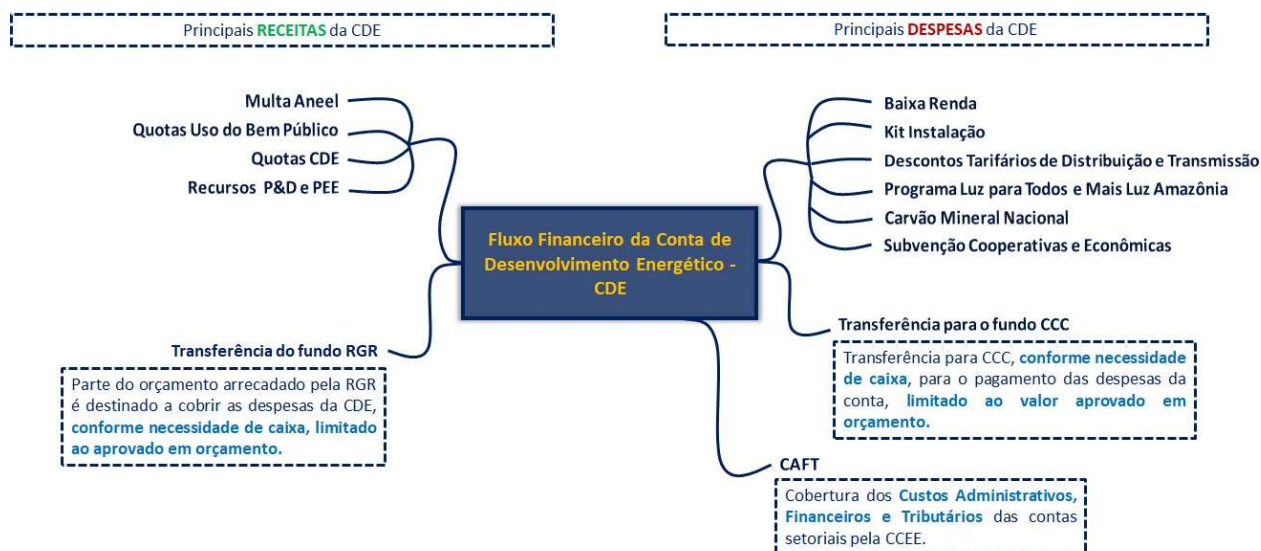


Figura 1 - Fluxo financeiro - CDE

2.1. HISTÓRICO DAS CONTAS SETORIAIS

Conta de Desenvolvimento Energético

A CDE foi criada a partir da Lei nº 10.438/2002, a princípio para o desenvolvimento energético dos estados, além de atender objetivos mais específicos, como a universalização do serviço de energia elétrica no país, garantir a subvenção econômica destinada à modicidade tarifária para classes de consumidores residenciais de baixa renda, promover a competitividade de geração provenientes de empreendimentos de fonte eólica, termosolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural, fornecer os recursos compensatórios às distribuidoras referentes aos descontos aplicados às tarifas de uso do sistema de distribuição e de transmissão, e entre outros, prover recursos à CCC.

A Lei nº 12.783/2013 alterou algumas disposições do art. 13 da Lei nº 10.438/2002, como por exemplo, a possibilidade de transferência de recursos da conta RGR à CDE, permitiu a amortização de operações financeiras - indenização da reversão de concessões, constituiu a compensação dos descontos aplicados nas tarifas de energia e o efeito da não adesão à prorrogação das concessões de geração e instituiu a cobertura dos custos de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

A previsão orçamentária da CDE engloba, além dos subsídios diretamente ligados à conta, a transferência de recursos da RGR e a transferência de recursos para a CCC.

Conta de Consumo de Combustíveis

A Resolução Normativa - [REN nº 1.016/2022](#) dispõe sobre os procedimentos para planejamento, formação, processamento e o gerenciamento da CCC, cujos dispêndios são cobertos com recursos da CDE.

A CCC é um benefício do setor elétrico brasileiro com o objetivo de subsidiar os custos anuais de geração em áreas ainda não integradas ao Sistema Interligado Nacional - SIN, chamadas de Sistemas Isolados.

A CCEE deve apurar os custos de geração e os valores de reembolsos a serem realizados para as distribuidoras e geradoras de energia elétrica, aplicar os limites de eficiência aos dados de medição, encaminhar esses dados ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, além de atender aos despachos e decretos emitidos pelos órgãos reguladores e fiscalizadores, referentes aos repasses de recursos aos beneficiários. Estes, por sua vez, devem atender aos requisitos e procedimentos para que o reembolso seja efetivado.

Reserva Global de Reversão

A criação da RGR foi estabelecida no Decreto nº 41.019/1957, que regulamentou os serviços de energia elétrica. Os principais objetivos da RGR são prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público, financiamento de fontes alternativas, estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Ainda que, a extinção de tais quotas terem sido previstas para 2010, houve a prorrogação até 2035, conforme Lei nº 12.431/2011, por conta de sua importância para o investimento e modernização do setor.

3. PAPÉIS E RESPONSABILIDADES - CONTAS SETORIAIS

Os atos regulamentares: i) Decreto nº 9.022/2017 para a CCC, CDE e RGR e ii) a [REN nº 1.016/2022](#), emitida pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, para CCC e CDE - Carvão Mineral, determinam os papéis e responsabilidades, conforme exposto:

3.1. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO - CDE

Para a elaboração do orçamento da CDE ficaram estabelecidas as seguintes responsabilidades:

- **CCEE:** elaborar e consolidar o orçamento da CDE e calcular o Plano Anual de Custos - PAC Carvão Mineral e da CCC, a partir das previsões encaminhadas pelo Ministério de Minas e Energia - MME, Aneel, ONS e ENBPar;
- **MME:** encaminhar a previsão dos custos referente aos programas de universalização do serviço de energia elétrica no território nacional; da transferência de recursos do Orçamento Geral da União - OGU, sujeita à disponibilidade orçamentária e financeira;
- **Aneel:** encaminhar os valores de custeio dos descontos tarifários para o mercado regulado de cada distribuidora e seu saldo remanescente, por meio de quotas da CDE (atualizado pela Inflação Acumulada Atual - IPCA); os valores de subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda; os pagamentos anuais realizados a título de Utilização do Bem Público - UBP; os pagamentos de multas aplicadas pela Aneel; resultados de fiscalização da conta e abertura de consulta pública para aprovação do orçamento anual;
- **Agentes de geração:** informar os custos para o reembolso de carvão mineral nacional, destacando a previsão de estoque e consumo, tributos, dados de consumo de óleo combustível e/ou diesel e informações contratuais.

3.2. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS - CCC

A [REN nº 1.016/2022](#) dispõe sobre a gestão da CCC, cujos dispêndios serão cobertos com recursos da CDE por meio das quotas. As responsabilidades de cada parte são destacadas a seguir:

- **CCEE:** calcular e apurar os custos de obras de sub-rogação e o reembolso mensal dos custos de geração da CCC, operacionalizar os demais créditos e débitos de acordo com os atos regulatórios vigentes, consolidar as informações recebidas pelos agentes, Aneel, ONS, MME e EPE, para posterior divulgação do resultado e informações relevantes ao mercado, e apoio no processo de aprovação orçamentária;
- **Aneel:** calcular o custo médio da energia e potência comercializadas pelos agentes de distribuição no Ambiente de Contratação Regulada - ACR; fiscalizar os cálculos de transferência pela CCEE e devolução realizadas pelo agente beneficiário, bem como apurar e fixar as eventuais diferenças, a maior ou a menor, a serem recebidas pelo agente ou devolvidas à CCC; calcular a sobrecontratação, aprovar o Plano da Operação Energética dos Sistemas de Transmissão Localizados nos Sistemas Isolados - PEN Sisol;
- **ONS:** elaborar o PEN Sisol 2026 e Plano da Operação Elétrica dos Sistemas de Transmissão Localizados nos Sistemas Isolados 2026 - PEL Sisol, detalhado no [Anexo C.I](#), com indicação das quantidades previstas de combustíveis e de geração de todas as fontes disponíveis, além da importação de energia, para fins de consolidação do PAC CCC;
- **Agentes de distribuição:** informar o custo total com contratação de potência e energia elétrica à CCEE incluindo os contratos de reserva de capacidade firmados, percentual de arrendamento de máquinas, no caso de geração própria e os tributos não recuperados; ; informar o cronograma atualizado de desembolsos de obras sub-rogadas de acordo com os valores aprovados em Resolução Aneel.
- **Agentes de geração:** informar a disponibilidade de geração, bem como as restrições eletroenergéticas, conforme prazos estabelecidos na [REN nº 1.016/2022](#).
- **MME:** responsável por enviar os cronogramas de conclusão anual das obras de Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente - SIGFI e Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica – MIGDI, no âmbito do programa MLA, de forma a subsidiar a CCEE com as informações para o cálculo da Operação e Manutenção - O&M dos referidos sistemas.

- **Empresa de Pesquisa Energética - EPE¹:** Parceria firmada para apresentar as principais premissas, a metodologia adotada e, as projeções dos preços dos combustíveis (óleo diesel B e óleo combustível) a serem pagos pelos geradores de eletricidade (custo com combustíveis) contemplados pela CCC.

¹ A responsabilidade de projeção dos preços de combustíveis líquidos é atribuída à CCEE. Em busca de maior assertividade, a Câmara estabeleceu uma parceria com a EPE para elaboração das previsões dos referidos preços.

3.3. RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO - RGR

O Decreto nº 9.022/2017, em seu art. 25, determinou a consolidação anual da RGR, em conjunto com o orçamento da CDE, pela CCEE e aprovado pela Aneel, conforme segue:

- **CCEE:** avaliar as diferenças entre as receitas e despesas para estabelecer o limite de recursos a serem transferidos à CDE, preservando o atendimento do cronograma de despesas da RGR;
- **MME:** dispor sobre as condições de desembolso; observar o calendário anual de elaboração do orçamento da RGR a fim de assegurar a condição mínima de sustentabilidade econômica e financeira da empresa;
- **Aneel:** estabelecer o cronograma de desembolso, a previsão, o acompanhamento e a fiscalização dos gastos relacionados à destinação de recursos;
- **ENBPar:** responsável pela gestão dos contratos de financiamentos com recursos da RGR celebrados até 17 de novembro de 2016, conforme determina o art. 28 do referido Decreto e pela gestão dos Bens da União sob Administração - BUSA, conforme MP nº 998/2020, convertida na Lei nº 14.120/2021. Tais atribuições anteriormente realizadas pela Eletrobras foram assumidas pela Energia Nuclear e Binacional S.A (ENBPar) conforme previsto no Contrato de Transição da Gestão dos Programas Setoriais celebrado em 22 de abril de 2022.

4. CENÁRIO MACROECONÔMICO E SETORIAL

O cenário macroeconômico global para 2026 aponta para crescimento moderado e assimétrico, em que a desaceleração observada em 2024–2025 tende a se prolongar, enquanto riscos geopolíticos, medidas protecionistas e choques climáticos mantêm alta a incerteza. O Fundo Monetário Internacional projeta crescimento global moderado para 2026, com trajetória heterogênea entre regiões e risco de revisões para baixo caso pressões inflacionárias ou restrições comerciais se intensifiquem.

Nos Estados Unidos, as perspectivas para 2026 indicam menor dinamismo em relação a 2024–2025: estimativas de mercado e consultorias sugerem desaceleração do crescimento do PIB, com consumo e mercado de trabalho mais frouxos que nos anos imediatamente anteriores. A normalização parcial das condições financeiras e eventuais cortes de taxa, condicionados à evolução da inflação, deverão influenciar custos de capital e fluxos de investimento globais.

A Zona do Euro permanece em patamar de crescimento anêmico, com inflação ainda resiliente em serviços e setores com menor espaço de resposta monetária. A combinação de fragilidade na demanda externa, riscos energéticos e ajustes fiscais em alguns países deve manter a atividade abaixo da tendência histórica em 2026.

A China deverá consolidar uma recuperação moderada em 2026, sustentada por estímulos setoriais e apoio ao comércio exterior; porém, fragilidades estruturais, notadamente no setor imobiliário e no endividamento corporativo, continuam a limitar um retorno a ritmos de expansão mais elevados. Nesse contexto, a volatilidade em cadeias de suprimento e no comércio internacional permanece como um risco relevante.

No mercado de petróleo e energia, as projeções de analistas mostram preços ainda relativamente elevados e voláteis no curto prazo, na esteira de decisões de produção por parte do OPEP+ e de incertezas sobre oferta (incluindo risco de sub-entrega) e demanda resiliente em economias emergentes. Essa dinâmica tende a pressionar custos industriais e de transporte, com efeito direto sobre inflação e despesas das distribuidoras e consumidores finais.

No Brasil, a avaliação de organismos e instituições financeiras aponta para um potencial desaceleração do crescimento em 2026 após a recuperação observada em 2024–2025. Projeções recentes de instituições privadas indicam um PIB mais contido em 2026, acompanhado de arrefecimento gradual da inflação e espaço potencial para início de um ciclo de afrouxamento monetário ao longo do ano, caso a trajetória dos preços se confirme. Sob a ótica do mercado, a implementação de reformas (fiscais e administrativas) e avanços em projetos de infraestrutura podem sustentar o crescimento no médio prazo, mas os desafios fiscais e a necessidade de consolidação orçamentária permanecem como elementos chave para preservar confiança.

5. COMPOSIÇÃO DA CDE

Os recursos da CDE advêm do encargo incluso nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição/transmissão, pagamentos da UBP, das multas aplicadas pela Aneel às concessionárias, permissionárias e autorizadas, além da possibilidade de a União realizar crédito na CDE. O orçamento da CDE para o ano de 2026 é composto pelas seguintes rubricas:

- **Quota Uso:** corresponde à diferença entre o total das necessidades de recursos da Conta e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes de receita. Esse valor é repassado por todos os agentes que atendem consumidores finais, cativos e livres, mediante encargo incluído nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUST e Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD, conforme a Lei nº 10.438/2002;
- **Quota Transmissora:** a contribuição efetiva dos agentes de transmissão é fixada mensalmente por meio de Despacho da Superintendência de Gestão Tarifária – SGT da Aneel, resultando do faturamento do encargo junto aos consumidores da rede básica, mediante a aplicação da TUST ao mercado realizado;
- **Quota Permissionária:** aplicada para as concessionárias e permissionárias de distribuição, as quotas são definidas nos respectivos processos tarifários resultantes da aplicação do custo unitário da CDE, para o respectivo subsistema e nível de mercado de referência do processo tarifário;
- **Quota UBP:** são pagamentos anuais realizados pelas concessionárias a título de uso de bem público, de que trata a Lei nº 9.074/1995;
- **Quota Geração Distribuída:** fonte de recursos para o custeio do subsídio de geração distribuída, referente aos componentes tarifários não associados ao custo da energia e não remunerados pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE de que se trata a Lei nº 14.300/2022.
- **Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE:** conforme determina a MP nº 998/2020, convertida na Lei nº 14.120/2021 a aplicação dos recursos em projetos de pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética deverá estar orientada à busca do uso consciente e racional dos recursos energéticos e à modicidade tarifária quando os recursos forem destinados à CDE. Os recursos não comprometidos com projetos contratados ou iniciados até 1º de setembro de 2020 e aqueles relativos a projetos aprovados

ou cuja execução não tenha sido comprovada, serão destinados à CDE em favor da modicidade tarifária, conforme regulamento da Aneel, por meio da REN nº 929/2021 e Despacho nº 904/2021. A destinação destes recursos se encerra em 31 de dezembro de 2025, conforme Art. 5º B da Lei nº 14.120/2021. Cumpre destacar que as competências correspondentes aos meses de novembro e dezembro de 2025 serão processadas nos meses de janeiro e fevereiro de 2026, respectivamente.

- **Multa Aneel:** são multas administrativas a serem impostas aos concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, respeitando o limite de 2% do faturamento, ou do valor estimado da energia produzida nos casos de autoprodução e produção independente, correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do auto de infração ou estimados para um período de doze meses (Lei nº 9.427/1996);
- **Transferência do Fundo RGR:** corresponde a disponibilidade de recursos da conta RGR que poderão ser transferidos para a CDE, sendo este saldo projetado após a liquidação entre as receitas e despesas. E, desde que observadas as destinações dos recursos de cada fundo estabelecidos na legislação vigente;
- **Baixa Renda:** destinado a consumidores enquadrados na Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE), conforme os critérios de elegibilidade previstos na Lei nº 12.212/2010, com as alterações introduzidas pela Medida Provisória nº 1.300/2025. Fazem jus ao benefício as famílias que atendam a pelo menos uma das seguintes condições:
 - I. inscrição no Cadastro Único para Programas Sociais (CadÚnico), com renda familiar mensal per capita menor ou igual a meio salário-mínimo nacional;
 - II. renda familiar de até três salários-mínimos, possuindo membro com deficiência ou doença cujo tratamento requeira uso continuado de aparelhos que demandem consumo de energia elétrica;
 - III. idosos com 65 anos ou mais, ou pessoas com deficiência beneficiárias do Benefício de Prestação Continuada (BPC);
 - IV. famílias indígenas ou quilombolas inscritos no CadÚnico;
 - V. famílias residentes em áreas atendidas por sistemas isolados de geração.

Esses consumidores são beneficiados pela isenção das quotas de custeio da CDE e do Proinfa, além dos descontos progressivos aplicados sobre a tarifa de energia elétrica residencial. Com a alteração da Lei nº 12.212/2010 pela MP nº 1.300/2025, foram ampliados os benefícios:

- Isenção total da tarifa de energia para consumo mensal de até 80 kWh;
 - Para famílias com renda per capita entre ½ e 1 salário-mínimo, inscritas no CadÚnico, isenção da cobrança da CDE para consumo mensal de até 120 kWh (vigência a partir de 1º de janeiro de 2026).
- **Reembolso de Carvão Mineral:** refere-se ao subsídio estabelecido pela Lei nº 10.438/2002 que determina uma política energética e de uso do carvão nacional, conferindo subvenção econômica para toda a cadeia produtiva, desde a exploração do carvão à geração de energia elétrica, para um determinado grupo de usinas, que estavam em operação no ano de 1998. O Decreto nº 4.541/2002, alterado pelo Decreto nº 9.022/2017, define que usinas termelétricas a carvão mineral nacional, situadas nas regiões abrangidas pelo SIN, terão direito à cobertura dos custos de combustível, e determina as condições para ter esse direito. A [REN nº 1.016/2022](#) estabelece os procedimentos para planejamento, formação, processamento e gerenciamento das parcelas Carvão Mineral associadas à CDE;
 - **Programa Luz para Todos e Mais Luz para Amazônia:** refere-se ao subsídio destinado à universalização do atendimento de energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro e regiões remotas da Amazônia legal, que ainda não possuem acesso a esse serviço público. O Decreto nº 4.873/2003 estabelece que parte dos recursos necessários para o custeio do programa será oriundo da CDE. O PLpT foi instituído pelo Decreto nº 7.520/2011, alterado pelo Decreto nº 11.628/2023 e o MLA foi instituído pelo Decreto nº 10.221/2020 com a edição do Decreto nº 11.111/2022;
 - **Kit de Instalação:** refere-se ao atendimento de domicílios rurais, destinados às famílias de baixa renda, inscritas no CadÚnico do Governo Federal, quando não atendidas pelo PLpT, onde recebem subvenção econômica para a instalação do ramal de conexão, do kit de instalação interna e do padrão de entrada sem o medidor, conforme regulação da Aneel (Decreto nº 7.520/2011);
 - **Subvenção Cooperativas:** subvenção que compensa o impacto tarifário da redução da densidade de carga do mercado de cooperativas de eletrificação rural, permissionárias e concessionárias de distribuição de energia, sendo embasada pela Lei nº 13.360/2016;
 - **Subvenção Pequenas Distribuidoras:** subvenção destinada às concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com mercados próprios anuais inferiores a 350 GWh, conforme Lei nº 14.299/2022, que alterou a Lei nº 10.438/2002.

- **Subsídios Tarifários de Distribuição:** é destinado a compensar as distribuidoras pela perda de receita decorrente da concessão de descontos tarifários aos usuários do serviço:
 - Gerador e consumidor de fonte incentivada;
 - Atividade de irrigação e aquicultura em horário especial;
 - Agente de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano;
 - Serviço público de água, esgoto e saneamento;
 - Classe rural;
 - Subclasse cooperativa de eletrificação rural e;
 - Subclasse de serviço público de irrigação.

A partir de 2013, quando a Lei nº 12.783/2013 entrou em vigor, todos os consumidores do SIN passaram a contribuir com o rateio dos subsídios tarifários, independentemente do mercado subsidiado da área de concessão onde o consumidor está localizado;

- **Subsídios Tarifários da Transmissão:** corresponde ao valor referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de transmissão de energia elétrica da referida competência, conforme previsto na Lei nº 10.438/2002;
- **Custos Administrativos, Financeiros e Tributários - CAFT:** são necessários para cobertura dos custos de administração das Contas Setoriais pela CCEE. O CAFT da gestão das contas visa manter a segregação do ressarcimento dos custos incorridos, de maneira que o orçamento da CCEE, aprovado pelos seus associados para a administração das atividades de comercialização de energia elétrica, não tendo utilização para qualquer atividade relacionada a este fim. De acordo com a lei nº 10.438/2002, os valores relativos aos custos administrativos e financeiros não podem exceder a 0,2% do orçamento anual da CDE;
- **Transferência para o Fundo CCC:** a partir da Lei nº 12.783/2013, a CDE ficou responsável por prover recursos para custear a CCC. Estas transferências são atualmente a principal fonte de subsídio do fundo;
- **Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência:** contempla ações judiciais conhecidas pela CCEE, que tratam da CDE e possuem estimativa de risco contábil "provável", na data de outubro de 2025;
- **Reserva Técnica:** Conforme previsto no [Submódulo 5.2 do PRORET](#), a reserva técnica é destinada a garantir os compromissos assumidos pela conta, não podendo ultrapassar 5% do valor do orçamento anual da CDE. Esta reserva pode ser utilizada para cobrir as diferenças

entre os fluxos de receitas e despesas mensais e as frustrações de caixa, a exemplo de inadimplências e/ou ações judiciais.

5.1. ORÇAMENTO CDE

Para elaboração do orçamento da CDE, a CCEE consolidou as informações recebidas da Aneel, EPE, MME, ENBPar e ONS. Abaixo, apresenta-se a proposta orçamentária para o ano de 2026 da respectiva conta.

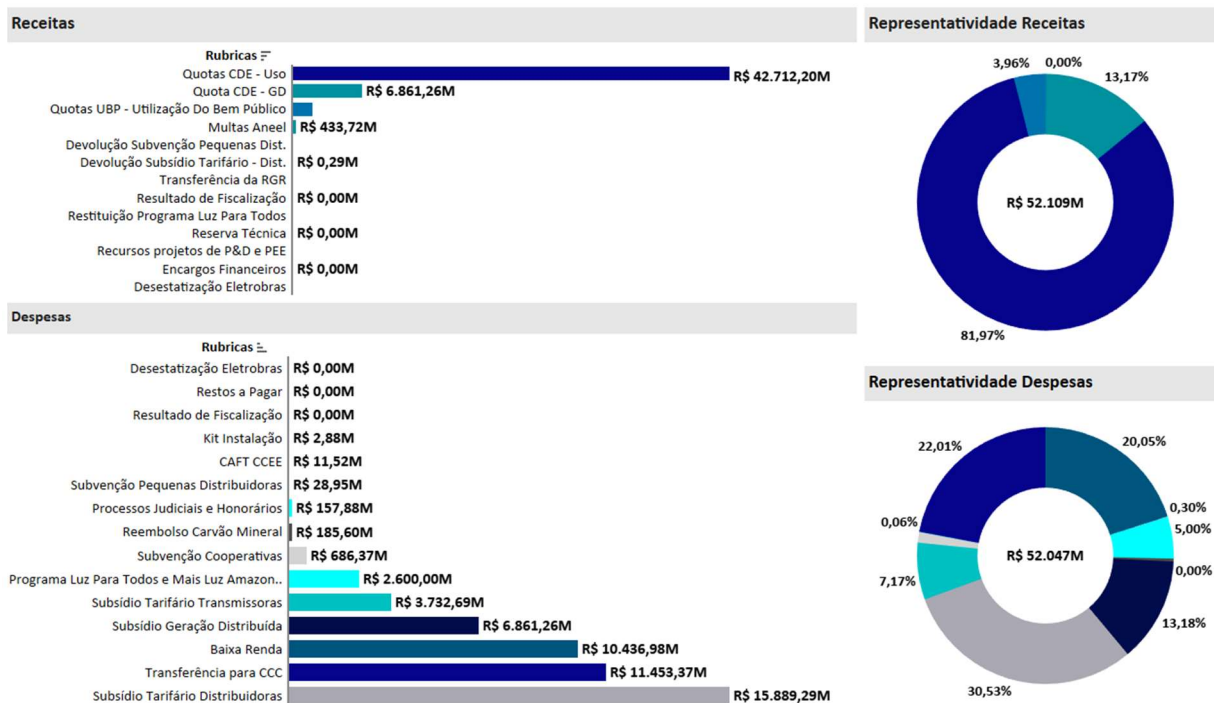


Gráfico 1- Infográfico da proposta orçamentária da CDE 2026

5.2. COMPARATIVOS CDE

A análise comparativa entre o orçamento aprovado de 2025 x e a proposta para 2026, é realizada para avaliação da evolução dos custos de cada uma das rubricas, entre os ciclos orçamentários, e é apresentado a seguir:

RECEITAS	2025	2026	Varição 2026 x 2025 (R\$)	Varição 2026 x 2025 (%)
SALDO INICIAL	1.772	-63	-1.835	-103,54%
QUOTAS CDE - USO	41.408	42.712	1.304	3,15%
QUOTAS CDE - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	2.972	6.861	3.889	130,86%
QUOTAS UBP	1.982	2.063	81	4,11%
MULTAS ANEEL	517	434	-83	-16,11%
DEMAIS RUBRICAS	81	39	-42	-51,78%
RECURSOS PROJETOS DE P&D	495	0	-495	-100,00%
RENDIMENTOS + ENCARGOS FINANCEIROS	0	0	0	0,00%
DEVOLUÇÃO SUBSÍDIO GD	0	0	0	0,00%
TOTAL	49.227	52.047	2.820	5,73%

DESPESAS	2025	2026	Varição 2026 x 2025 (R\$)	Varição 2026 x 2025 (%)
SUBSÍDIO TARIFÁRIO DISTRIBUIDORAS	-13.720	-15.889	-2.169	15,81%
TRANSFERÊNCIA PARA CCC	-12.563	-11.453	1.110	-8,83%
BAIXA RENDA	-7.830	-10.437	-2.607	33,29%
SUBSÍDIO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	-3.658	-6.861	-3.203	87,57%
SUBSÍDIO TARIFÁRIO TRANSMISSORAS	-3.233	-3.733	-500	15,46%
PROGRAMA LUZ PARA TODOS E MLA	-3.918	-2.600	1.318	-33,64%
SUBVENÇÃO COOPERATIVAS	-696	-686	9	-1,35%
DEMAIS RUBRICAS	-57	-201	-144	252,95%
REEMBOLSO CARVÃO MINERAL NACIONAL	-1.215	-186	1.029	-84,72%
RESTOS A PAGAR	-2.337	0	2.337	-100,00%
DESESTATIZAÇÃO ELETROBRAS	0	0	0	0,00%
TOTAL	-49.227	-52.047	-2.820	5,73%
SALDO FINAL	0	0		

Tabela 1 - Comparativo Orçamentário - CDE (R\$ milhões)

Considerando o orçamento vigente, verifica-se aumento de 5,58% na previsão para 2026 e de 14,50% na Quota de Uso CDE. A seguir, apresentam-se as justificativas relativas às principais variações apuradas na comparação entre o orçamento aprovado para o exercício de 2025 e a proposta orçamentária para 2026.

- **Subsídio Geração Distribuída:** Aumento de 87,57%, conforme estimativa encaminhada pela Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR.
- **Baixa Renda:** O aumento de 33,29% conforme estimativa a partir dos repasses mensais aprovados, fixados em despachos da ANEEL.
- **Subsídio Tarifário Distribuidoras:** O aumento recorrente de 15,81% da estimativa a partir dos repasses mensais vigentes, fixados nas resoluções homologatórias de cada distribuidora, sobre os quais aplicou-se, a partir do respectivo mês de aniversário contratual.
- **Subsídio Tarifário Transmissoras:** O aumento recorrente de 15,46%, conforme estimativa encaminhada pelo Operador Nacional do Sistema – ONS.
- **Quota UBP:** O aumento de 4,11% conforme previsão da Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica – SCE.
- **Programa Luz para Todos:** Redução de 33,64%, conforme estimativa encaminhada pelo Ministério de Minas e Energia.
- **Quota Geração Distribuída:** Redução de 130,86%, conforme estimativa encaminhada pela Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR
- **Multa Aneel:** Uma redução de 16,11% decorre da projeção com base no histórico da arrecadação de anos anteriores.
- **Transferência para o Fundo CCC:** Redução de 9,41% em decorrência da expectativa de redução de preços de combustíveis em relação ao orçamento aprovado de 2025.
- **Subvenção Cooperativas:** Uma redução de 1,35% devido a estimativa com base nos processos tarifários de 2025.

Premissas adotadas

As premissas adotadas para elaboração do orçamento 2026 estão listadas a seguir:

- a) **Quota Uso:** O valor previsto corresponde à diferença entre as necessidades de recursos e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes da CDE, com posterior rateio entre os agentes que comercializam energia com consumidor final;
- b) **Quotas UBP:** Previsão conforme Ofício nº 273/2025 - [Anexo A.I](#);
- c) **Multas Aneel:** Previsão conforme Ofício nº 273/2025 - [Anexo A.I](#);
- d) **Baixa Renda:** Previsão conforme Ofício nº 273/2025 - [Anexo A.I](#);
- e) **Reembolso de Carvão Mineral:** Reembolso calculado conforme [REN nº 1.016/2022](#), e contratos apresentados pelos beneficiários, além da projeção de reajuste, conforme informações recebidas e as estimativas de preço encaminhadas pela EPE;
- f) **Programa Luz para Todos e Mais Luz para Amazônia:** Previsão conforme Ofício nº 317/2025/DUPS/SNEE-MME - [Anexo B.I](#);
- g) **Kit Instalação:** Previsão conforme Ofício nº 273/2025 - [Anexo A.I](#);
- h) **Subvenção Cooperativas:** Previsão conforme Ofício nº 273/2025 - [Anexo A.I](#);
- i) **Subvenção Pequenas Distribuidoras:** Previsão conforme Ofício nº 273/2025 - [Anexo A.I](#);
- j) **Subsídios Tarifários - Distribuidoras:** Previsão conforme Ofício nº 273/2025 - [Anexo A.I](#);
- k) **Subsídios Tarifários - Transmissoras:** Previsão conforme Ofício nº 273/2025 - [Anexo A.I](#);
- l) **Custos Administrativos, Financeiros e Tributários:** Conforme relatório CAFT - [Anexo B.II](#).
- m) **Reserva Técnica:** Conforme previsto no [PRORET – Submódulo 5.2](#).
- n) **Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência:** contempla ações judiciais conhecidas pela CCEE, que tratam da CDE e possuem estimativa de risco contábil "provável", até a efetiva data de outubro de 2026.
- o) **Saldo Inicial:** conforme melhor estimativa do ano de 2026;

5.2.1.1. Premissas do PAC CDE - Carvão Mineral

A Subconta Carvão Mineral, cujos procedimentos para planejamento, formação, processamento e gerenciamento estão estabelecidos na [REN nº 1.016/2022](#), com seus dispêndios cobertos com recursos da CDE, reembolsa o carvão mineral nacional utilizado nas termelétricas brasileiras desde que cumpridos os contratos de aquisição vigentes na data da Lei nº 10.438/2002. O intuito da subconta é o de promover a competitividade nos estados de Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná, conforme constituído inicialmente na REN nº 129/2004, visto que o poder calorífico do carvão mineral nacional é inferior ao do carvão importado.

As termelétricas mais antigas que utilizam este mineral, em operação ou planejadas antes da reforma dos anos 1990, também são reembolsadas por meio da CDE, com base em critérios de rentabilidade e de preservação do nível de produção da indústria do carvão, que atualmente abrange a totalidade da energia elétrica produzida por estas usinas.

Atualmente, as usinas que contemplam esse cenário são: UTE Figueira (Copel) que está com a operação suspensa, além da Complexo Jorge Lacerda (Diamante²) e Candiota III (Âmbar), localizadas na região Sul do país, com remuneração fundamentada na compra mínima do(s) contrato(s) de fornecimento do carvão mineral e limitada ao reembolso médio dos anos 2013, 2014 e 2015, atualizados pelo IPCA.



Figura 2 - Localização das usinas que utilizam carvão mineral

No PAC CDE - Carvão Mineral 2026, o reembolso do carvão mineral é calculado com base na eficiência energética líquida da usina, mensurado ao preço de seus combustíveis, seja carvão mineral ou óleos secundários. Desta forma, adota-se os seguintes conceitos estabelecidos na [REN nº 1.016/2022](#):

- **Eficiência Energética Líquida:** A eficiência energética líquida considerada é calculada com base na razão entre o rendimento da usina e sua eficiência de referência, conforme apresentado no [Anexo B.VII](#). Para o cálculo do rendimento é utilizado o valor da energia elétrica líquida gerada no ponto de conexão, comparada a quantidade energética dos combustíveis consumidos. A energia elétrica líquida desconsidera os dados invalidados pela CCEE, relacionados à exportação de energia elétrica e às situações específicas de despacho pelo ONS;
- **Quantidade de Carvão Mineral Efetiva:** Para apuração da quantidade efetiva a ser reembolsada devem ser seguidos os seguintes passos: i) utilizar o menor valor entre a compra mínima vigente em 2002 e a atual; ii) aplicar a eficiência energética da usina; iii) descontar os montantes já reembolsados pela CDE, como Estoque Histórico - Ehist, o Estoque de Carvão Custeado e Não Consumido no ano anterior - Ea-1, conforme apuração realizada - [Anexo B.VI](#), e eventuais diferenças decorrentes de fiscalização;
- **Óleos Secundários:** No intuito de estabelecer o preço para o reembolso dos óleos combustíveis e do óleo diesel foram utilizadas para composição dos preços, as apurações apresentadas pela EPE que poderão ser consultadas nas [publicações](#) da EPE.
Para estimar o valor a ser reembolsado é necessário obter o consumo dos óleos para cada usina, desta forma os beneficiários informaram o número previsto de partidas “a quente” e “a frio” no ano e consumo de combustível para cada partida;
- **Limite do Reembolso:** Na [REN nº 1.016/2022](#) está instituído que o limite reconhecido pela CDE para fins de reembolso será a média de reembolso dos anos de 2013, 2014 e 2015, corrigido pelo IPCA de setembro de cada ano. Para a elaboração deste orçamento, a CCEE considerou os valores determinados pela Aneel, por meio do Memorando nº 107/2017-SRG - [Anexo B.III](#);
- **Reajuste de Preço do Carvão Mineral:** O reajuste do preço do carvão mineral ocorre anualmente mediante o envio de documentações comprobatórias com seus respectivos índices de atualização, termos aditivos e memórias de cálculo. Os contratos atuais consideram em sua composição o preço do carvão e o frete.

A projeção do Reembolso de Carvão Mineral Nacional, por competência, está no [Anexo B.VIII](#) e os resultados por beneficiário, estão detalhados nos [Anexos B.IV](#), [B.V](#). As premissas adotadas para a composição dos montantes estão segmentadas a seguir também por beneficiário, devido suas particularidades:

a) Copel – UTE Figueira

Conforme o Despacho nº 561/2024, foi concluído o processo de suspensão operacional da UTE Figueira. Por meio da Carta nº REC GeT-072/2014, o agente informou que a usina permanecerá desligada em caráter definitivo e solicitou a suspensão da operação comercial da UG 1, nos termos do art. 17 da Resolução Normativa nº 1.029/2022. O pedido foi acatado pela Aneel, resultando na publicação do referido Despacho.

Dessa forma, não há previsão de despesas referentes ao reembolso do carvão mineral à Copel para o exercício de 2026.

b) Âmbar – UTE Candiota III

Para a estimativa do valor do Ea-1, considerou-se o consumo previsto de 703 mil toneladas, informado pelo beneficiário para o período de setembro a dezembro de 2025. Caso esse consumo se confirme, o Ea-1 será igual a zero em 2026. Adicionalmente, registra-se que o saldo de 11 mil toneladas, referente ao Ea-1 apurado em 2024, não foi glosado ao longo de 2025. Diante disso, propõe-se que tal montante seja deduzido da obrigação de compra mínima para o exercício de 2026.

A quantidade efetiva de carvão mineral a ser reembolsada é de 1,2 milhões de toneladas, visto a previsão de 100% de eficiência energética. Para os óleos secundários a previsão informada pelo beneficiário para o ano de 2026, corresponde a 1,02 milhões de litros de óleo diesel e 3,4 milhões de quilos de óleo combustível.

O preço vigente do carvão mineral para a Âmbar de janeiro a março de 2026 é de R\$ 137,26 por tonelada. Para os meses de abril a dezembro de 2026 de R\$ 146,87. Diante do exposto, foi considerado o reajuste previsto de 7%, informado pelo beneficiário, obtendo-se o preço de R\$ 144,47.

Em cumprimento aos resultados das fiscalizações previstas nos [Despacho nº 2.616/2020](#) e [Despacho nº 3.240/2023](#), que determinam a continuidade, pela CGT Eletrosul, da restituição de recursos à Conta CDE, no exercício de 2026 serão cobradas as parcelas de nº 28/36 a 36/36, totalizando aproximadamente R\$ 38,7 milhões. Esse montante considera a atualização pelo IPCA do cenário adverso LCA, com base em 25 de setembro de 2025.

c) Diamante Energia – Completo Termelétrico Jorge Lacerda

Em 2025, foi celebrado, junto à CCEE, o Contrato de Energia de Reserva – CER CTJL nº 001/2025, com início de vigência em janeiro de 2026, em conformidade com a [Lei nº 14.299/2022](#) e as [Portaria nº 768/2024](#) e [Portaria nº 844/2025](#) e o [Despacho nº 739/2024](#). A partir da execução contratual, extingue-se o mecanismo de reembolso do carvão mineral pela CDE, permanecendo apenas o montante de 400 mil toneladas destinado ao estoque estratégico custeado pela CDE, conforme previsto na [Nota Técnica nº 137/2017-SRG/ANEEL](#).

O Programa de Transição Energética Justa (TEJ), instituído pela [Lei nº 14.299/2022](#), tem como finalidade promover a substituição gradual das fontes de energia, priorizando, em um primeiro momento, a região carbonífera de Santa Catarina. Seu objetivo central é assegurar que a transição ocorra de forma justa e equilibrada, mitigando os impactos econômicos e sociais sobre a localidade.

Nesse contexto, não há previsão de despesas relacionadas ao reembolso à Diamante Energia para o exercício de 2026.

5.2.1.2. Resultados Carvão Mineral

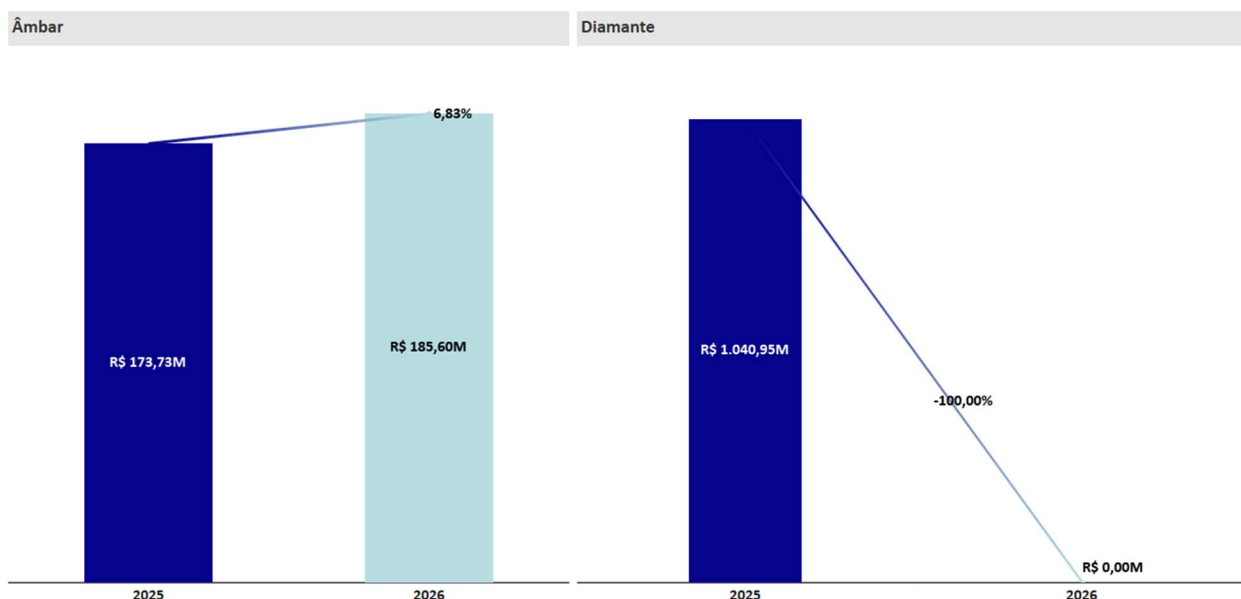


Gráfico 2 - Variação do Reembolso por beneficiário - 2025x2026

- **Copel:** Operação comercial suspensa da UTE.
- **Âmbar:** Variação de 6,6% justificam-se por: devido ao aumento no preço médio do carvão mineral orçado para 2025 de R\$ 132,30 x R\$ 144,47 em 2026.
- **Diamante:** Início da vigência do contrato de energia de reserva a partir de janeiro/2026, extingue-se o mecanismo de reembolso do carvão mineral pela CDE. No mês caixa de janeiro/2026 ocorrerá o reembolso da competência de dezembro/2025.

Premissas não consideradas

- a) **Inadimplências;**
- b) **Fiscalizações em andamento pela Aneel,** que aguardam conclusão;
- c) **Passivos anteriores à gestão CCEE;**
- d) **Estoque estratégico de Carvão Mineral:** O pagamento da reposição do estoque estratégico de Carvão Mineral no orçamento 2026, uma vez que é responsabilidade dos beneficiários;
- e) **Liminares:** Contempla ações judiciais conhecidas pela CCEE, até a efetiva data de outubro de 2026.

6. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS

6.1. SISTEMA ISOLADO

A Conta de Consumo de Combustíveis foi criada pela Lei nº 5.899/1973, e inicialmente teve como objetivo o rateio dos custos com combustíveis utilizados no SIN, mas desde 1992 é utilizada para abarcar os custos de combustíveis do Sisol. Embora a CCC tenha sido concebida para reembolsar os custos de combustível das usinas térmicas, seus agentes beneficiários têm, atualmente, o direito de reembolsar outros custos de geração, considerando os tributos envolvidos em cada operação, reembolsados conforme o percentual de recuperação de impostos de cada beneficiário, sendo:

- Custo de combustível e despesas acessórias (combustíveis, frete e despesas acessórias do gás natural);
- Custo de geração própria (Custos de Receita Fixa e O&M de usinas de geração própria, locação de grupos geradores, O&M de SIGFI e MIGDI);
- Custo com contratação de potência e energia elétrica

Além disto, a CCC reembolsa a Sub-rogação de obras, benefício destinado a projetos de geração, distribuição e transmissão que proporcionem a redução do dispêndio de combustíveis fósseis e contribuam para a modicidade tarifária.

A REN nº 427/2011, que estabeleceu os procedimentos para gerenciamento da CCC, regulamentou a Lei nº 12.111/2009, que dispõe sobre os serviços para atendimento ao Sisol e o Decreto nº 7.246/2010, alterado pelo Decreto nº 9.047/2017, foi revogada e substituída pela [REN nº 1.016/2022](#), que estabelece os critérios, procedimentos e as regras para gestão da CCC e da CDE - Carvão Mineral Nacional.

O Sistema Isolado é composto pelas regiões geográficas que, por razões técnicas e/ou econômicas, não estão conectadas ao SIN e, dessa forma, são atendidas por sistemas regionais isolados. As localidades isoladas atualmente estão presentes nos seguintes estados: Acre, Amazonas, Amapá, Pará, Rondônia, Roraima e Fernando de Noronha, pertencente ao estado de Pernambuco, totalizando 142³ sistemas com geração prevista de 278,0 MW médios para o ano de 2026.

Além disso, também são reembolsados custos dos contratos legados do sistema isolado em regiões interligadas ao SIN posteriormente.

³ Conforme PEN SISOL 2026 do ONS

Adicionalmente, são reembolsados os custos de operação e manutenção de instalações fotovoltaicas em micro redes e sistemas individuais. Para o ano de 2026, os beneficiários da CCC preveem o incremento das seguintes unidades consumidoras, que compõe a rubrica de reembolso mensal:

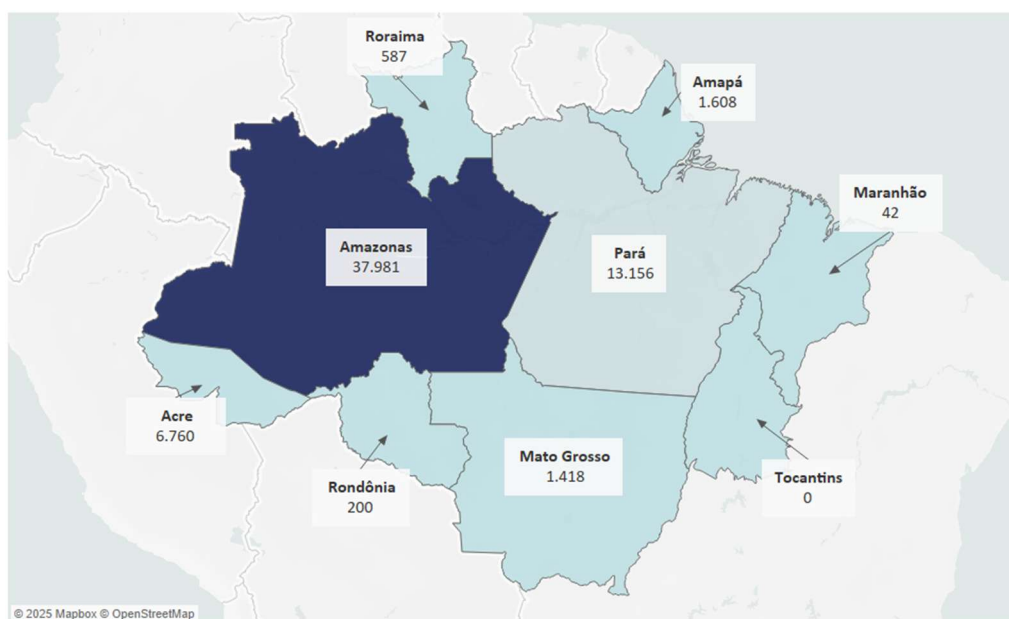


Figura 3 - Previsão de incremento de unidades SIGFI - 2026

6.2. COMPOSIÇÃO DA CCC

As receitas e despesas consideradas no orçamento para esta conta são compostas pelos seguintes itens:

- **Transferência do Fundo CDE:** a partir da [Lei nº 12.783/2013](#), a CDE ficou responsável por prover recursos para custear a CCC. Essas transferências são atualmente a principal fonte de subsídio do fundo, sendo previstas no [Submódulo 5.2 do PRORET](#);
- **Reembolso Mensal:** os valores contabilizados nesta rubrica referem-se ao reembolso mensal dos agentes beneficiários, no montante igual à diferença entre o custo total de geração para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica no Sisol e o produto da quantidade correspondente de energia pelo custo médio do ACR no SIN, observado o nível eficiente de perdas elétricas, definido na [REN nº 1.016/2022](#);
- **Sub-rogação:** referem-se aos valores de parcelas a serem repassadas aos beneficiários que possuem obras em empreendimentos homologados que gerem redução de consumo, façam a

substituição de energia termoelétrica, que utilizem combustíveis fósseis em Sistemas Isolados homologados, ou que levem a interligação ao SIN, via Resolução Autorizativa - REA. O detalhamento dos critérios para atender aos requisitos da sub-rogação de empreendimento em operação comercial está descrito na [REN nº 1.016/2022](#);

- **Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência:** contempla ações judiciais conhecidas pela CCEE, que tratam da CCC e possuem estimativa de risco contábil "provável", em outubro de 2026;
- **Ajuste Anual de Impostos:** Anualmente, a CCEE deve apurar o cálculo do ajuste dos tributos recuperados para que as diferenças verificadas do aproveitamento de créditos de ICMS e de PIS/PASEP e COFINS sejam devolvidas à CCC ou ao beneficiário, conforme o caso;
- **Sobrecontratação:** Os custos de sobrecontratação de energia da distribuidora são considerados para fins de reembolso da CCC, quando homologados pela Aneel no processo de reajuste e revisão tarifária ou conforme determinado pela [Portaria Normativa nº 38/GM/MME/2022](#), incidem em custo a ser recebido ou pago pela distribuidora. A previsão orçamentária deste item é responsabilidade da Aneel;
- **Resultado de Fiscalização:** A fiscalização é um instrumento de que a Aneel dispõe para garantir o cumprimento das obrigações legais e contratuais pelas empresas do setor elétrico nas áreas de geração, transmissão e distribuição. Ela tem como finalidade preservar o interesse público e assegurar a qualidade dos serviços prestados por empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas em operação no país. O processo de fiscalização alcança também o Sisol, controlando a qualidade dos serviços prestados pelas distribuidoras e seus fornecedores;
- **Reprocessamento:** O reprocessamento refere-se à revisão de valores de reembolsos mensais de competências já processadas, de períodos posteriores a maio de 2017, podendo ser alterados por meio de solicitação do beneficiário, por verificação de necessidade pela CCEE e/ou determinada pela Aneel, em virtude de ajustes nas informações previamente apresentadas.

6.3. ORÇAMENTO PAC CCC

A CCEE apurou o cenário orçamentário para o ano de 2026 no qual apresenta uma previsão de reembolso a ser coberto pelo

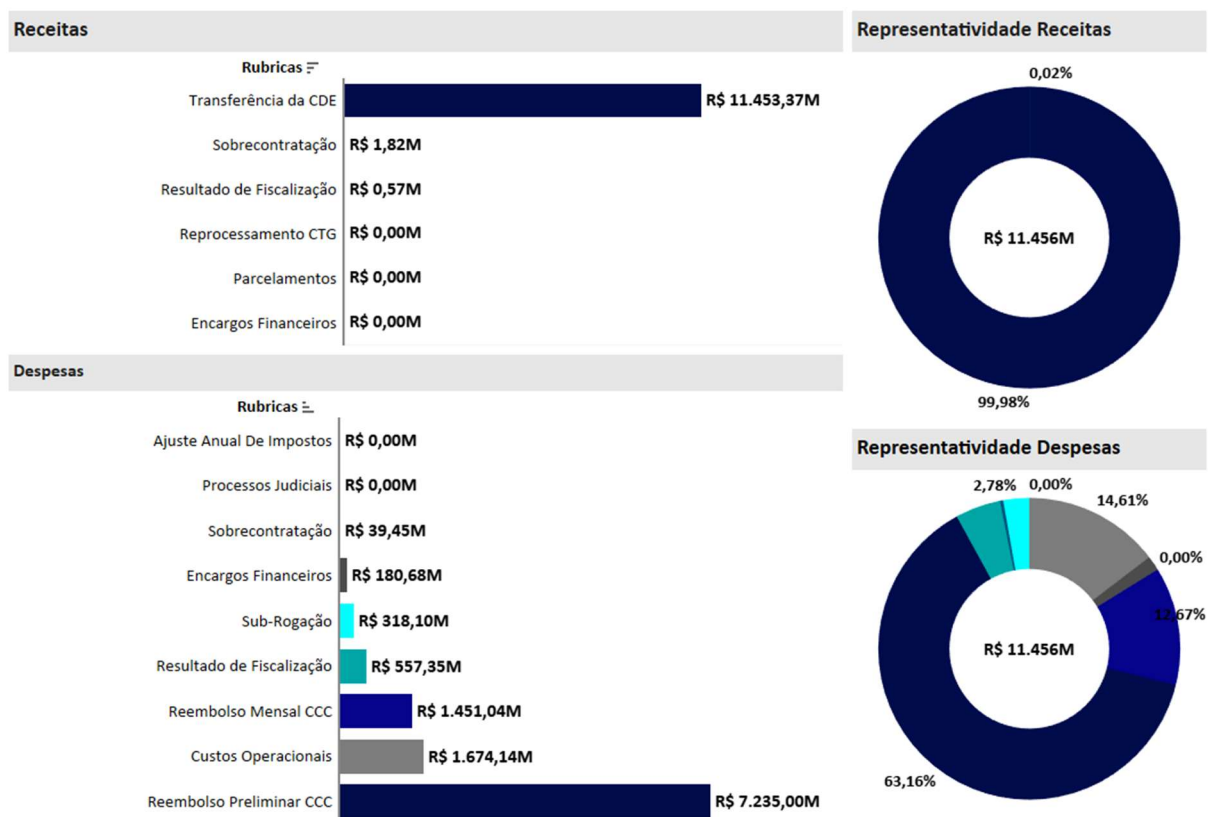


Gráfico 3 - Infográfico da proposta orçamentária da CCC - 2026

6.4. COMPARATIVOS CCC

A análise comparativa entre o orçamento aprovado de 2025 x a proposta orçamentária 2026, é realizado para avaliação da evolução dos custos entre as competências é apresentado a seguir:

RECEITAS	2025	2026	Varição 2026 x 2025 (R\$)	Varição 2026 x 2025 (%)
SALDO INICIAL	0	0	0	0,00%
TRANSFERÊNCIA DA CDE	12.563	11.453	-1.110	-8,83%
RESULTADO DE FISCALIZAÇÃO	62	1	-62	-99,09%
REPROCESSAMENTO CTG	0	0	0	0,00%
DEVOLUÇÃO REEMBOLSO MENSAL	0	0	0	0,00%
DEVOLUÇÃO DE SOBRECONTRATAÇÃO	0	2	2	0,00%
ENCARGOS FINANCEIROS	5	0	-5	-100,00%
OUTRAS RUBRICAS	0	0	0	0,00%
TOTAL	12.630	11.456	-1.174	-9,30%

DESPESAS	2025	2026	Varição 2026 x 2025 (R\$)	Varição 2026 x 2025 (%)
REEMBOLSO MENSAL CCC + PRELIMINAR	-10.012	-8.686	1.326	-13,25%
CUSTOS OPERACIONAIS	-1.674	-1.674	0	0,00%
REPROCESSAMENTO	0	0	0	0,00%
RESULTADO DE FISCALIZAÇÃO	-664	-557	106	-16,01%
ENCARGOS FINANCEIROS	-141	-181	-40	28,18%
SUB-ROGAÇÃO	-139	-318	-179	128,89%
AJUSTE ANUAL DE IMPOSTOS	0	0	0	0,00%
RESTOS A PAGAR	0	0	0	0,00%
OUTRAS RUBRICAS	0	0	0	0,00%
SOBRECONTRATAÇÃO	0	-39	-39	0,00%
TOTAL	-12.630	-11.456	1.174	-9,30%
SALDO FINAL	0	0		

Tabela 2 - Comparativo Orçamentário CCC (R\$ milhões)

As variações por rubricas entre o PAC CCC 2025 e a proposta orçamentária de 2026 serão apresentadas nos próximos capítulos, visto a necessidade de maior detalhamento de cada item.

Premissas do PAC CCC

As premissas apresentadas a seguir se referem às rubricas de responsabilidade da CCEE:

- a) Reembolso Mensal:** Para os valores contabilizados de reembolso mensal utiliza-se como premissa as informações estimadas e declaradas por entidades responsáveis pela gestão dos itens abaixo. Apresentamos a seguir as seguintes considerações para as estimativas:

I) Geração

Os dados de carga dos Sistemas Isolados e das usinas do SIN que ainda tem direito ao benefício da CCC e as disponibilidades de geração foram apresentados no [PEN Sisol 2026](#) e no PMO elaborado pelo ONS, os quais subsidiaram a geração de energia elétrica e os volumes de combustíveis para as usinas de geração própria utilizados para os cálculos do reembolso mensal da CCC.

Para os meses de competência novembro e dezembro de 2025, que compõe os meses caixa de janeiro e fevereiro de 2026, a CCEE recalcula os reembolsos com as premissas utilizadas nesta proposta orçamentária, porém sem atualização da alocação de geração, que mantém os dados considerados no PEN Sisol do ano anterior, visto que o ONS não realiza revisão dos dados de competência do ano anterior.

II) Preço referência para Combustível

A CCEE, em busca de manter a assertividade nas projeções orçamentárias, conta com a parceria com a EPE para a estimativa de preços dos combustíveis líquidos.

Os preços bases para o Óleo Diesel e Óleo Combustível A1, foram projetados pela Diretoria de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis da EPE e encaminhado à CCEE através do documento – Projeções dos Preços dos Combustíveis Líquidos para Atendimento aos Sistemas Isolados e Região Sul em 2026;

III) Fator de Corte

No âmbito da CCC, o fator de corte é utilizado na composição da apuração dos reembolsos às distribuidoras, referente à cobertura dos custos com contratação de energia. O Fator de Corte de Perdas Regulatórias, por beneficiário para 2026, considera os mesmos valores utilizados em 2025, pois ainda não foram homologados os valores de 2026. Portanto, seguem os definidos por meio do [DSP N° 009/2025 -STR/ANEEL](#).

CONCESSIONÁRIA	FATOR DE CORTE (fc)
AMAZONAS ENERGIA	0,781
ENERGISA RO	0,963
RORAIMA ENERGIA	1,000
ENERGISA AC	1,000
ENERGISA MT	0,969
NEOENERGIA PE	0,963
EQUATORIAL PA	0,986
CEA EQUATORIAL	1,000
ENERGISA TO	1,000
EQUATORIAL MA	0,982

Tabela 3 - Fator de Corte 2026

¹ O fator de corte homologado para a Amazonas Energia não será efetivamente utilizado na apuração do reembolso, devido à determinação da assinatura do Termo de Concessão sob a vigência da MP nº 1.232/2024, o qual assegura o pagamento das ineficiências à nova proprietária da distribuidora até que ocorra a transferência societária;

² O fator de corte para a Equatorial AP (antiga CEA) já incorpora a transferência de custos de ineficiência conforme alteração promovida pela [Lei nº 14.146/2021](#).

IV) ACR médio

O ACR médio refere-se ao custo médio da energia e potência comercializadas no ACR. Para o ano de 2026, o valor previsto pela Aneel é de R\$ 343,05/MWh, conforme Ofício nº 273/2025-STR/ANEEL- [Anexo A.I](#).

V) Contratos de Compra e Venda de Energia, Potência e Despesas Acessórias

Foram consideradas como premissas de reembolso, as condições definidas nos contratos vigentes homologados pela Aneel, com suas variáveis e atualizações monetárias, como também a entrada em operação de parte das usinas, conforme as declarações fornecidas pela Aneel, referente aos Leilões nº 02/2016 (Amazonas), 01/2019 (Roraima), 03/2021 (Energia Acre, Energisa Rondônia, Equatorial Pará e Roraima).

Nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados – CCESI, celebrados entre os beneficiários e seus fornecedores, foi utilizado o valor de adição de óleo biodiesel na composição da sua parcela variável, considerando os termos da [Lei nº 13.033/2014](#) e [Resolução CNPE nº 03/2023](#).

Algumas usinas hidroelétricas nas áreas de concessão da Amazonas Energia, Energisa Mato Grosso, Energisa Rondônia e Equatorial Pará - citadas na tabela 7 no [Anexo C .II](#) - apesar de conectadas ao SIN, permanecem com direito de receberem o reembolso dos custos de

geração definidos nos contratos bilaterais, celebrados anteriormente à sua interligação, em cumprimento à [Lei nº 12.111/2009](#).

Detalhes acerca dos tipos de contratos reembolsados pela CCC e as tabelas contendo o detalhamento dos contratos utilizados no orçamento da CCC de 2026 podem ser consultados no [Anexo C .II](#).

Não foram considerados nesta proposta orçamentária os contratos do leilão nº 03/2021, descritos a seguir:

- **Equatorial Pará:** Com exceção da UTE Água Branca, as demais usinas do contrato CCESI nº 03/2021 não entraram em operação e atualmente a outorga foi revogada. Desta forma, as usinas anteriores foram mantidas e prorrogadas até a data prevista de interligação.

VI) Geração Própria

Os custos de algumas distribuidoras foram divididos entre custos de geração própria e custos de geração própria referentes à locação, os quais seguiram as premissas definidas na [REN nº 1.016/2022](#) dos valores limites constantes no seu anexo II, como também o Valor de Geração Própria - VGP definidos por meio de comandos regulatórios.

Estão incluídas na rubrica de geração própria os reembolsos de SIGFI e MIGDI das regiões remotas do Sisol, aquelas já em operação, bem como as previsões dos referidos sistemas para entrar em operação comercial em 2026, conforme cronograma de conclusão anual das obras, encaminhado pelos agentes. As previsões de geração do MIGDI foram encaminhadas pelo ONS e compõem o PEN Sisol.

Também são incluídos nessa rubrica os custos de disponibilidade de grupos geradores alocados para atendimento de localidades isoladas.

VII) Combustível

Para o reembolso do gás natural foram considerados os limites de consumo eficientes conforme determinado na [REN nº 1.016/2022](#). Para as usinas que atendem o definido na [REA nº 4.950/2014](#), ficou assegurado o benefício da CCC até o término da vigência do Contrato de Gás Natural entre a J&F e a Companhia de Gás do Amazonas, desde que a venda da energia gerada se dê exclusivamente em leilões regulados.

Especificamente para as usinas que atendem aos Contratos de Energia de Reserva (CER), conforme Despacho nº 3.025/2024 foi determinado, “em caráter sub judice, que a CCEE observe, para fins de reembolso pela CCC, no que se refere ao CER referente à UTE Aparecida

e aos CERs referentes aos PIEs, considerado CER - 2º período, a sistemática adotada conforme art. 5º da Resolução Autorizativa nº 4.950/2014”.

Para o reembolso do Óleo Diesel, foi adotado o limite de consumo definido na [REN nº 1.016/2022](#) e os preços projetados pela EPE. Para o beneficiário Amazonas Energia, por força da MP nº 1.232/2024, os consumos glosados devido à aplicação desses limites foram considerados como custos ineficientes.

b) Ajuste Anual de Tributos:

Nas competências de 2025 não foram identificadas divergências expressivas que sugerissem correções na previsão de tributos não recuperados. Assim, não foi previsto montante para reembolso no ajuste anual de tributos para 2026;

c) Sub-rogação de obras em andamento e em operação comercial:

Nos valores do reembolso foram considerados os montantes aprovados nos atos regulatórios emitidos pela Aneel, bem como seus respectivos cronogramas de desembolso previstos até dezembro de 2026.

A previsão de orçamento da sub-rogação de obras em andamento para 2026 considera o cronograma de desembolso das obras de interligações de regiões do estado do Pará (Equatorial Pará).

Já para as sub-rogações em operação comercial, a proposta prevê desembolsos mensais com base na energia medida, relacionado aos empreendimentos de Paranorte, e Guariba (Energisa Mato Grosso, Marajó 2 (Equatorial Pará) e Cruzeiro do Sul (Energisa Acre).

A [Portaria nº 684/2022](#) prevê alteração nos valores de sub-rogação das localidades Aveiro e Cotijuba da Equatorial Pará. Entretanto, os valores não serão considerados, pois não houve homologação da Aneel desses valores através da atualização da [REA nº 9.536/2020](#).

d) Sobrecontratação:

Os custos de sobrecontratação de energia da distribuidora são considerados para fins de reembolso da CCC, quando homologados pela Aneel no processo de reajuste e revisão tarifária ou conforme determinado pela Portaria Normativa nº 38/GM/MME/2022, sendo desta forma, a previsão deste item de responsabilidade da Aneel.

O artigo 1º da Portaria Normativa nº 38/GM/MME/2022 alterou a redação da [Portaria Normativa nº 15/GM/MME/2021](#) e trouxe o seguinte comando:

“Art. 1º Os repasses à Conta de Consumo de Combustíveis - CCC dos efeitos financeiros, negativos ou positivos, da sobrecontratação involuntária das distribuidoras de energia elétrica

abrangidas pelo art. 4º-C da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, serão realizados observando os seguintes critérios:

(...)

II – deverá ser realizada mensalmente a apuração do efeito financeiro negativo ou positivo da sobrecontratação (...)

Art. 1º-A. Excepcionalmente para o ano de 2022, os efeitos financeiros negativos ou positivos da sobrecontratação de que trata o art. 1º, referentes aos meses anteriores aos da vigência deste artigo, deverão ser considerados na primeira apuração mensal subsequente.”

Mesmo após a deliberação da MP 1.232/2024 e do Despacho 3.025/2024, com a redução da contratação de energia da Amazonas Energia, há ainda estimativa dos custos financeiros de sobrecontratação para a Amazonas Energia no ano de 2026.

Para a Roraima Energia, considerando a interligação do Sistema Boa Vista ao SIN, ainda pendente de atendimento efetivo das condições do SIN, a projeção ainda será homologada através do processo de reajuste tarifário da distribuidora e, portanto, será incluída pela Aneel no âmbito da Consulta Pública deste orçamento.

e) Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência:

Contempla ações judiciais conhecidas pela CCEE, que tratam da CCC e possuem estimativa de risco contábil "provável", em outubro de 2026;

Resultados CCC

Os resultados apresentados a seguir estão dispostos por competência e referem-se às rubricas de responsabilidade da CCEE:

a) Reembolso Mensal

As informações do reembolso mensal são apresentadas por tipo de custo, sendo CT_{Comb} (Anexos [C.III](#), [C.IV](#) e [C.V](#)), CT_{GP} ([C.VI](#), [C.VII](#) e [C.VIII](#)) e CT_{CE} ([C.IX](#), [C.X](#), [C.XI](#), [C.XII](#) e [C.XIII](#)).

Plano Anual de Custo					
Beneficiário	Geração [MWh]	CTG_Total [R\$]	Desconto ACRmédio [R\$]	Desconto Fator de Corte [R\$]	Reembolso Previsto [R\$]
AMAZONAS	3.163.025,00	4.148.577.577,42	1.085.080.798,92	0,00	3.063.496.778,50
ENERGISA AC	37.493,00	259.916.500,05	12.860.961,82	0,00	247.055.538,23
ENERGISA MT	183.527,00	117.442.575,27	62.958.168,92	1.906.954,22	52.577.452,13
ENERGISA RO	75.392,00	86.754.205,08	25.858.894,15	791.639,04	60.103.671,89
ENERGISA TO	1.368,00	17.244.425,66	467.501,68	0,00	16.776.923,98
EQUATORIAL AP	65.216,00	207.228.500,29	22.375.390,88	0,00	184.853.109,41
EQUATORIAL MA	3.264,00	41.244.493,44	1.118.150,89	722.274,17	39.404.068,38
EQUATORIAL PA	504.365,00	1.114.657.679,74	173.019.421,90	13.182.935,61	928.455.322,23
J&F	0,00	2.591.478.155,93	0,00	0,00	2.591.478.155,93
NEOENERGIA PE	38.107,00	99.114.476,61	13.072.815,26	2.237.083,20	83.804.578,16
RORAIMA	1.835.060,00	2.143.950.252,97	629.521.505,66	0,00	1.514.428.747,31
VIBRA ENERGIA	0,00	90.057.573,09	0,00	0,00	90.057.573,09
Total	5.906.817,00	10.917.666.415,54	2.026.333.610,07	18.840.886,24	8.872.491.919,24

Tabela 3 - Custo de geração, desconto e reembolso previstos CCC por beneficiário

O valor total previsto para reembolso dos custos de geração realizado em 2026, nas competências de janeiro a dezembro, é R\$ 8.872.491.919,24. Na tabela 6 é demonstrado o Custo de Geração Total por beneficiário.

Na imagem abaixo, é apresentada a representatividade do reembolso previsto para cada estado no Sisol no ano de 2026:

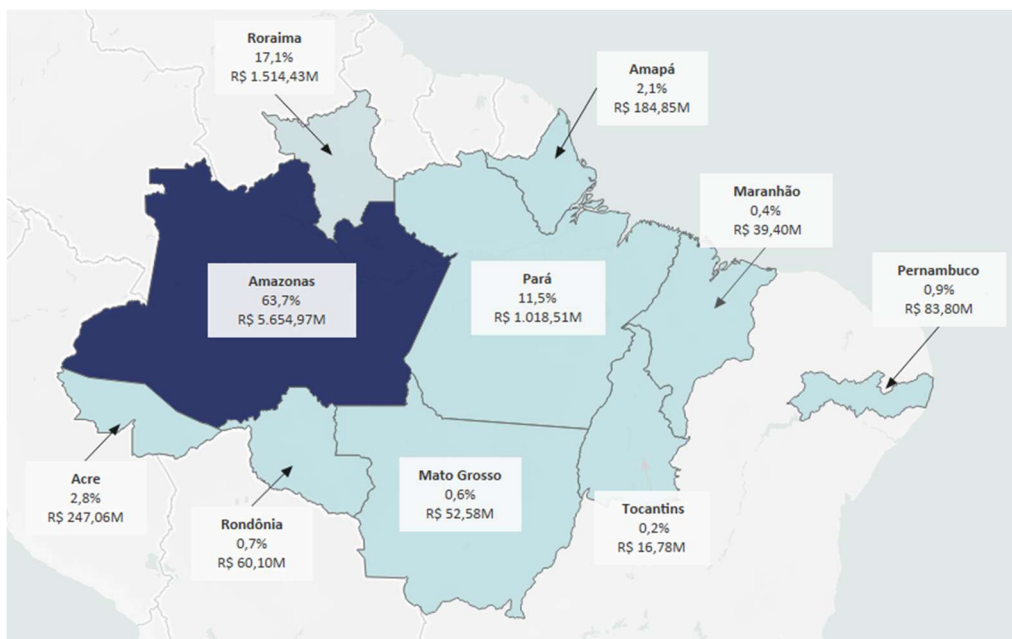


Figura 4 - Representatividade do Reembolso Mensal CCC por estado - 2026

Essa previsão representa uma expectativa de reembolsos baseada nos **meses de competência janeiro a dezembro de 2026**, que inserida nas previsões de caixa da CCC, tem o fluxo financeiro deslocado para dois meses após a competência, ou seja, de março de 2026 a fevereiro de 2027.

O valor previsto para desembolso durante o ano de 2026 é de R\$ 8.686.035.089,72 baseada nos meses de competência novembro de 2025 a outubro de 2026.

No gráfico abaixo, é apresentada a composição do CTG por rubrica de reembolso, os descontos aplicados e o reembolso final para o PAC CCC 2026:

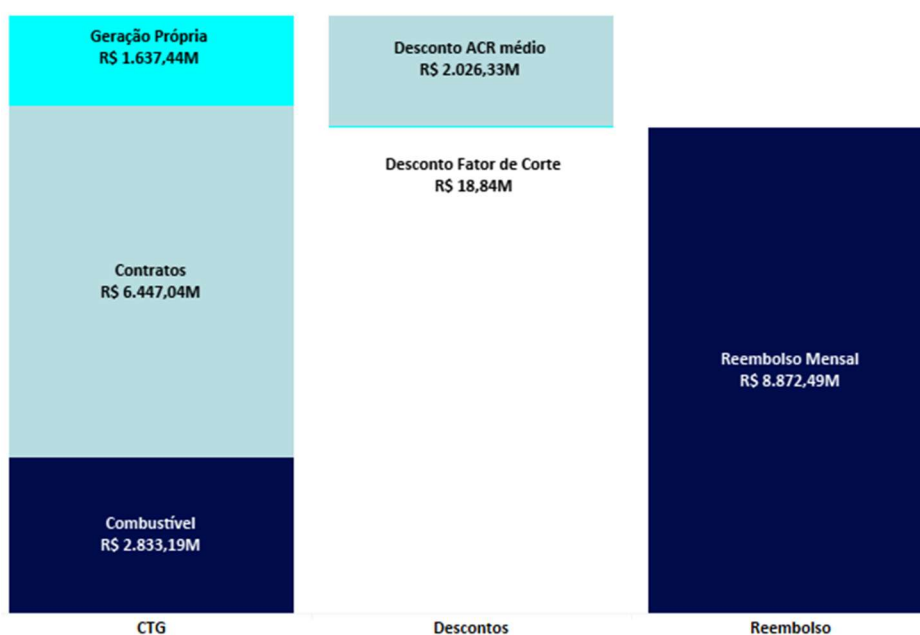


Gráfico 4 - Composição do Custo Total de Geração - CTG e Reembolso Final

Pelos valores apurados a seguir, podemos verificar uma redução no Reembolso Final de R\$ 596,29 milhões, correspondente a 6,3% em relação ao PAC CCC 2025, principalmente devido à flexibilização das ineficiências da Amazonas Energia com a nova concessão, conforme deliberado na MP 1.232/2024.

2025	2026
CTG: R\$ 11,54 bilhões	CTG: R\$ 10,92 bilhões
Desconto ACR Médio (R\$ 300,18/MWh): R\$ -2,06 bilhões	Desconto ACR Médio (R\$ 343,05/MWh): -R\$ 2,03 bilhões
Desconto Fator de Corte: R\$ -0,01 bilhões	Desconto Fator de Corte: -R\$ 0,02 bilhões
Reembolso Final: R\$ 9,47 bilhões	Reembolso Final: R\$ 8,87 bilhões
Variação prevista entre os anos: -R\$ 596,29 milhões	

Tabela 4 - Comparativo CTG e Reembolso Final - 2025x2026

Na proposta orçamentária para o ano de 2026, no orçamento da CCC, que inclui, além das usinas dos sistemas isolados, os contratos das usinas que foram interligadas, prevê-se uma redução na geração prevista de 13,97%, motivada principalmente pela interligação do Sistema Boa Vista ao SIN.

A seguir é apresentada a comparação por tipo de custo, entre a proposta orçamentária de 2025 e a proposta orçamentária de 2026:

a) Combustíveis



Gráfico 5 - Comparativo e composição 2025x2026 - Combustível

- **Custo total de Óleo Diesel:** Apresenta uma redução de 46,59%, devido principalmente à interligação de Boa Vista ao SIN em comparação com a previsão de 2025, reduzindo-se consideravelmente a relevância no custo total de geração.
- **Custo total de Gás Natural:** Verifica-se uma variação de 5,51%, devido à atualização nos preços contratuais e a conclusão dos contratos dos PIEs (Pirarucu, Poraquê, Tucunaré, Jaraqui e Tambaqui) em maio/2025 que passam a receber o reembolso da aquisição de Gás Natural conforme Resolução Autorizativa nº 4.950/2014;
- **Frete:** Observa-se um aumento de 31,77%, devido à atualização nos preços contratuais, e aumento no consumo de combustíveis previsto para Fernando de Noronha.

b) Geração Própria

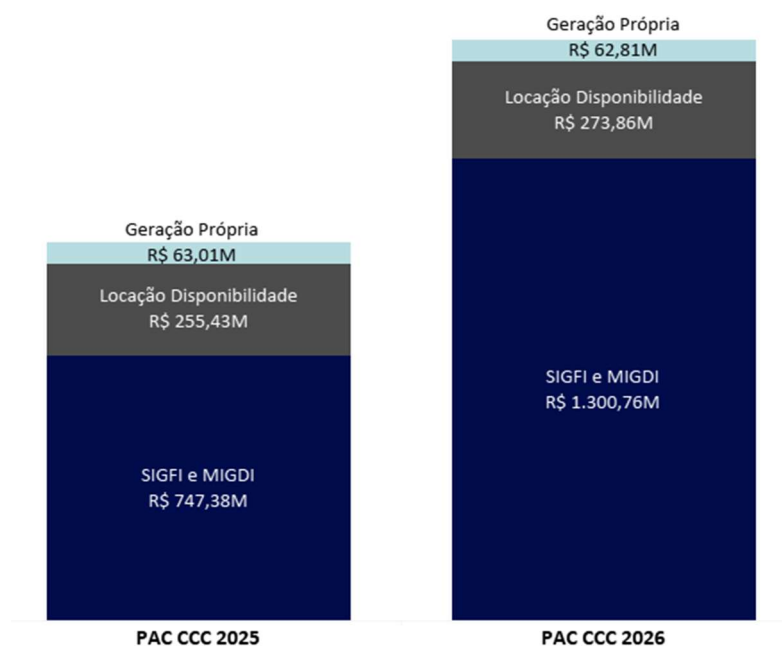


Gráfico 6 - Comparativo e composição 2025x2026 - Geração Própria

- **Custo total Geração Própria:** Redução de 0,31%;
- **Custo total SIGFI e MIGDI:** Nota-se um aumento de 74,04% devido ao acréscimo de novos sistemas SIGFIs ao longo do ano de 2026.
- **Custo Total Locação Disponibilidade:** O aumento de 7,21% é resultante da atualização dos valores contratuais de locação das usinas e considerando a continuidade das usinas no Sistema Boa Vista mesmo após a interligação.

c) Contratos

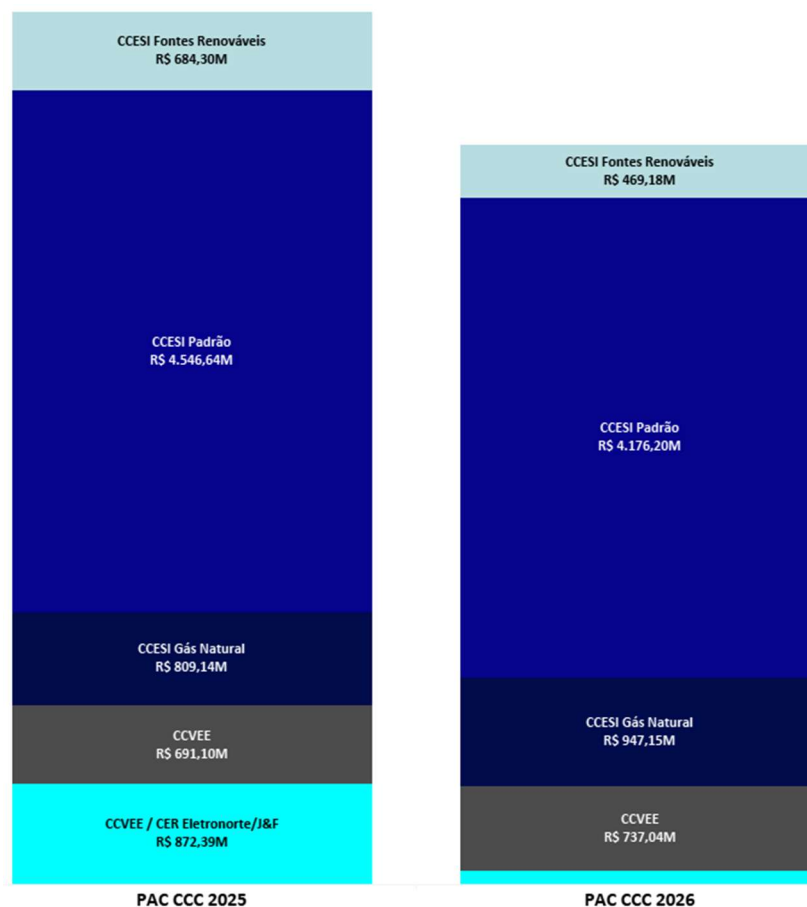


Gráfico 7 - Comparativo e composição 2025x2026 - Contratos

- **Custo total CCESI Fontes Renováveis:** Redução de 31,44% devido principalmente à revogação de autorização para exploração da BBF Crepurizão no Pará e a previsão de atraso para operação da usina BBF Híbrido Forte São Joaquim em Roraima;
- **Custo total CCESI Gás Natural:** Aumento de 17,06% devido principalmente a maior geração prevista para a UTE Jaguatirica II;
- **Custo total CCESI Padrão:** Observa-se uma redução de 8,15%, devido principalmente às interligações de usinas nos estados do Acre e Pará ao SIN e término dos respectivos contratos;
- **Custo total CCVEE:** Aumento de 6,65%, devido principalmente à atualização nos preços contratuais pelos índices macroeconômicos;
- **Custo total CCVEE Eletronorte / J&F:** Redução de 86,54%, devido principalmente ao término da vigência dos contratos dos PIEs (Pirarucu, Poraquê, Tucunaré, Jaraqui e Tambaqui) em

maio/2025. Em 2025 houve a transferência do controle societário das usinas da Eletronorte para a J&F;

b) Sub-rogação de obras em andamento e operação comercial

A rubrica de sub-rogação é separada considerando-se a forma de reembolso, operação comercial e obras em andamento. Nas obras em operação comercial, o fluxo financeiro é deslocado para um mês após a competência de caixa da CDE, ou seja, o reembolso dos custos calculados para as competências de janeiro a dezembro de 2026 será pago de fevereiro de 2026 a janeiro de 2027. Já nas obras em andamento, não há esse deslocamento, visto que o reembolso é realizado de acordo com a execução da obra.



Gráfico 8 - Comparativo 2025x2026 - Sub-rogação

O valor total orçado para o reembolso das sub-rogações em 2026 é apresentado no [Anexo C.XV](#).

Para as sub-rogações de obras em andamento, houve arrecadação de acordo com o cronograma previsto pelas beneficiárias. Saldos de anos anteriores, cujo desembolsos ainda não ocorreram devido aos atrasos nas obras não passam por nova arrecadação de quotas pela CDE, visto que já se encontram em restos a pagar. Desta forma, para 2026, o saldo previsto ainda não arrecadado resulta em uma redução de 72,77% em relação ao valor aprovado para 2025.

Para as obras em operação comercial observa-se aumento de 614,20%, devido ao início do reembolso das obras de interligação da localidade de Cruzeiro do Sul no estado do Acre e localidades da Ilha de Marajó no estado do Pará.

6.4.1.1. Variações Reembolso Final CCC por beneficiário

As variações identificadas por beneficiário, na comparação entre as propostas orçamentárias de reembolso mensal de 2025 e 2026 são apresentadas nos gráficos seguintes:

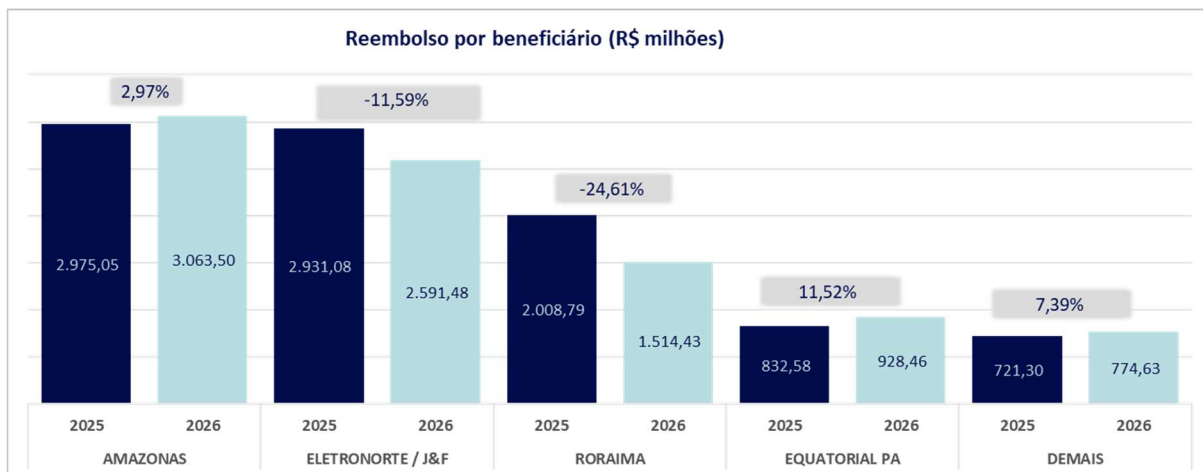


Gráfico 9 - Variação 2025x2026 - Reembolso Mensal da CCC (5 maiores)

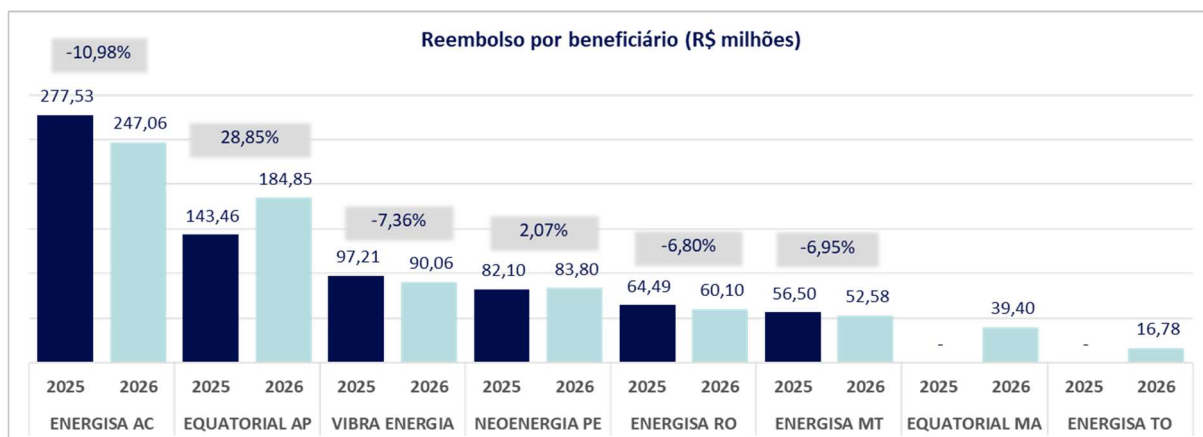


Gráfico 10 - Variação 2025x2026 do Reembolso Mensal (8 menores)

A seguir, as variações identificadas serão descritas por empresa com maiores detalhes.

a) Amazonas Energia

Variação de 0,46%, cujo principal motivador é a conversão dos contratos CCVEE em CER, que deixam de fazer parte do portfólio de contratação da Amazonas Energia, conforme determinado na MP 1.232/2024 e regulamentado, sob judice, no Despacho N° 3.025/2024.

Adicionalmente, por determinação da MP nº 1.232/2024, é previsto que a Amazonas Energia receberá reembolso pelos custos ineficientes durante 2025. Isso inclui a não aplicação de: glosas de combustível maiores que os limites da [REN nº 1.016/2022](#) e o desconto do Fator de Corte.

O gráfico a seguir apresenta o custo médio de energia para a distribuidora e a geração realizada no mesmo mês, previstos para o ano de 2026.



Gráfico 11 – Comparativo Custo Médio x Geração - Amazonas Energia

b) Roraima Energia

Redução prevista de 39,86% devido, principalmente, à interligação de Boa Vista ao SIN ocorrido em setembro de 2025.

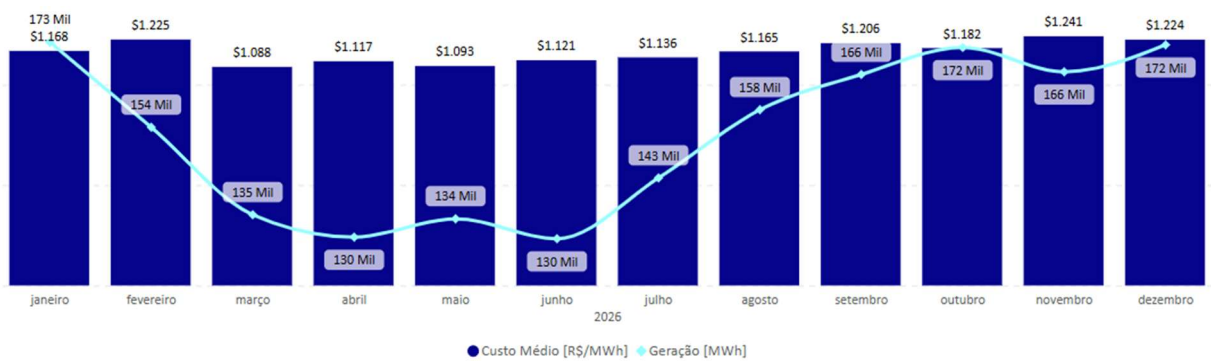


Gráfico 12 - Comparativo Custo Médio x Geração - Roraima Energia

O custo médio tende a se comportar de maneira oposta à geração, ou seja, quando a geração aumenta o custo diminui, isso ocorre devido à grande participação da parcela de receita fixa, que independe da geração nesses contratos.

c) Equatorial AP

Variação de 18,71% devido principalmente à previsão de aumento de unidades SIGFI instaladas nas localidades de concessão da distribuidora.

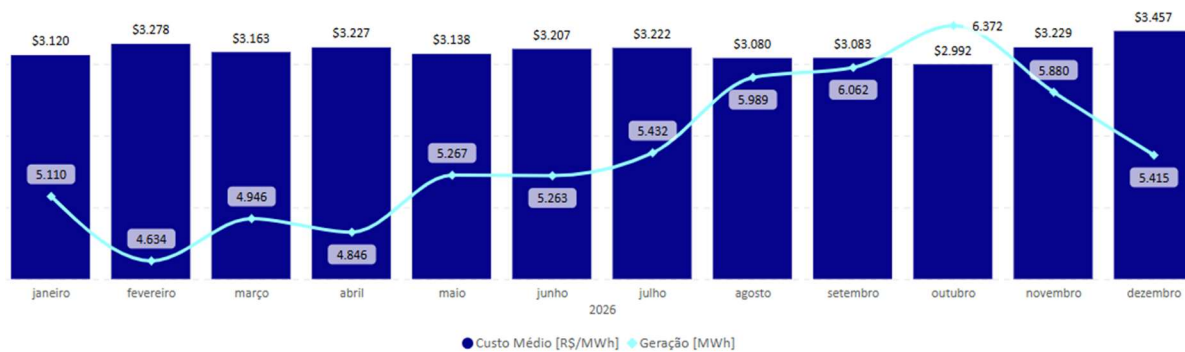


Gráfico 13 - Comparativo Custo Médio x Geração - Equatorial Amapá

d) Equatorial Pará:

Variação de 12,58% é devido à expectativa de aumento de unidades SIGFI instaladas nas localidades de concessão da distribuidora e revisão nas datas de interligações e revogações de outorgas com manutenção dos atuais contratos de leilão.



Gráfico 14 - Comparativo Custo Médio x Geração - Equatorial Pará

e) Neoenergia Pernambuco:

Variação de 0,56%, ocasionado principalmente pelo aumento na geração e atualização de preços previstos para a localidade de Fernando de Noronha.



Gráfico 15 - Comparativo Custo Médio x Geração – Neoenergia Pernambuco

Para a Neoenergia Pernambuco, o custo de geração depende do preço e do consumo de combustíveis. No final do ano é possível observar o aumento na geração prevista para a temporada turística.

f) Energisa Acre:

A redução de -29,20%, deve-se ao final de vigência dos contratos das localidades interligadas de Feijó, Tarauacá e Cruzeiro do Sul.



Gráfico 16 - Comparativo Custo Médio x Geração - Energisa Acre

O elevado custo médio é decorrente de usinas pequenas com alto custo e a representatividade das usinas fotovoltaicas no portfólio da distribuidora.

g) Energisa Mato Grosso:

Variação de -4,66%, sendo ocasionado pelo término da vigência do contrato da usina Faxinal I, do interligado, que continuava sendo reembolsada pela CCC.

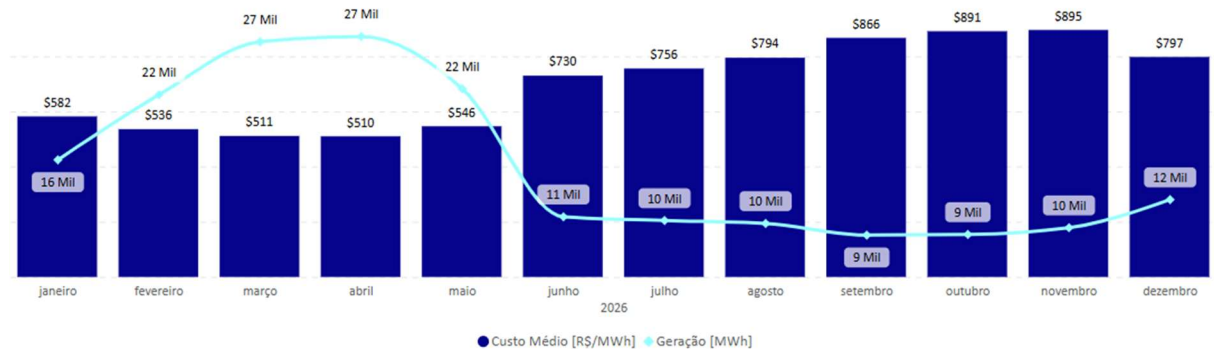


Gráfico 17 - Comparativo Custo Médio x Geração - Energisa Mato Grosso

O custo médio mensal e a geração são relacionadas a sazonalidade de operação e contratual das PCHs. O aumento do custo médio, apresentado no gráfico acima, a partir de junho, é devido aos reajustes dos preços dos contratos e encerramento do contrato de Faxinal I.

h) Energisa Rondônia:

Variação de -6,69%, cujo principal motivador é o encerramento da vigência do contrato da usina Saldanha, do interligado, que continuava sendo reembolsada pela CCC. Na Energisa Rondônia existe a composição dos custos de contrato de leilão CCESI e PCHs, esta última com sazonalidade de geração, apresentada no gráfico.

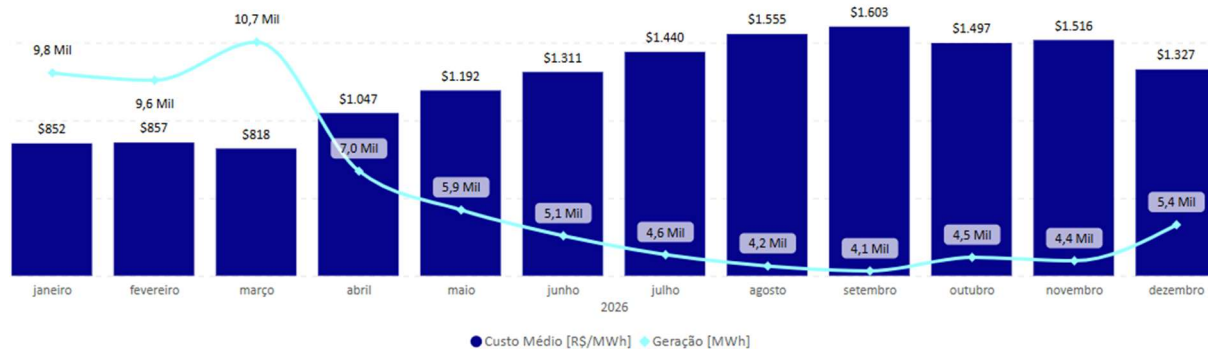


Gráfico 18 - Comparativo Custo Médio x Geração - Energisa Rondônia

i) Energisa Tocantins:



Gráfico 19 - Comparativo Custo Médio x Geração - Energisa Tocantins

No orçamento de 2025 não havia a previsão de reembolso dos custos de geração da Energisa Tocantins. Todo o custo de geração reembolsado é decorrente de unidades SIGFI na área de concessão da distribuidora justificando o alto custo médio em comparação aos demais beneficiários da CCC que possuem outros tipos de usinas em seu portfólio.

j) Equatorial Maranhão:



Gráfico 20 - Comparativo Custo Médio x Geração - Equatorial Maranhão

No orçamento de 2025 não havia a previsão de reembolso dos custos de geração da Equatorial Maranhão. Todo o custo de geração reembolsado é decorrente de unidades SIGFI na área de concessão da distribuidora justificando o alto custo médio em comparação aos demais beneficiários da CCC que possuem outros tipos de usinas em seu portfólio.

k) Vibra Energia

Variação de -8,74%, cujo principal motivador é a expectativa de redução de 9,27% no preço de óleo diesel em 2026 no comparativo com o valor considerado no orçamento de 2025.

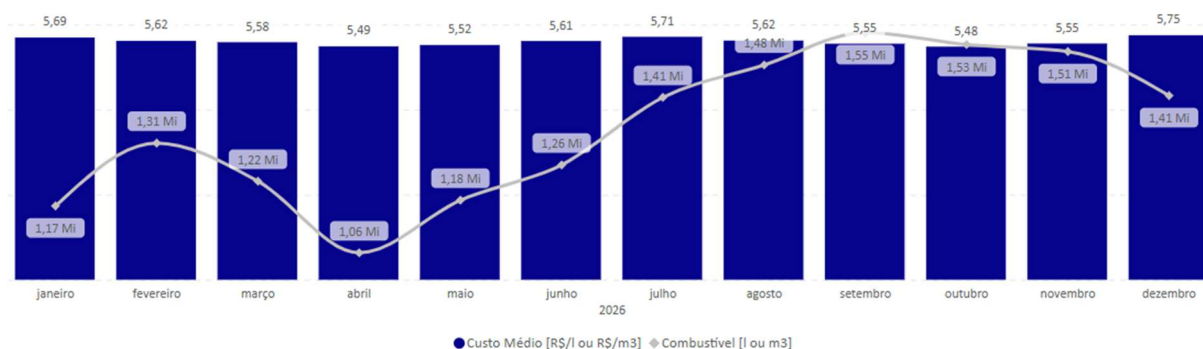


Gráfico 21 - Comparativo Custo Médio x Quantidade de Combustível - Vibra Energia

I) J&F

A J&F, em comparação com os custos de geração da Eletronorte, em 2025, teve uma redução de 11,59% devido à consideração da previsão de geração do ONS para as usinas que atendem ao SIN e à conclusão dos contratos CER do período do antigo contrato CCVEE, alterando o custo dos contratos para os custos do Gás Natural.

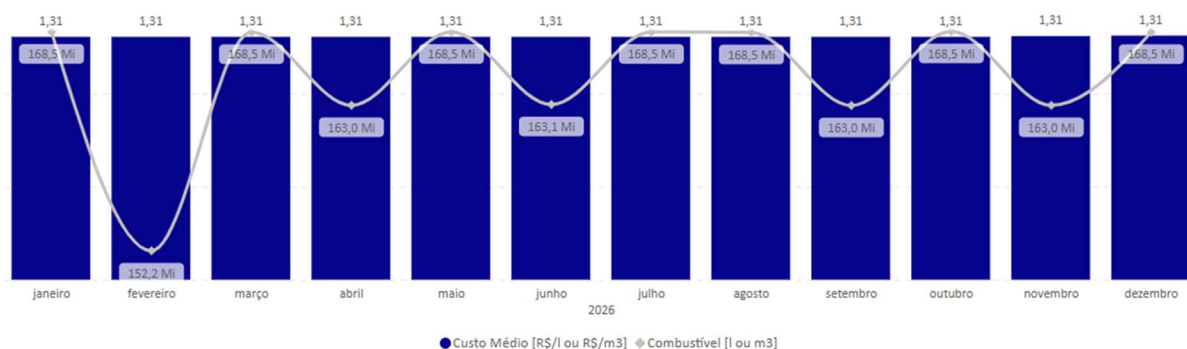


Gráfico 22 - Comparativo Custo Médio x Quantidade de Combustível - J&F

Resultado de Fiscalização e Sobrecontratação

Os resultados de fiscalização e a sobrecontratação tem suas previsões orçamentárias deliberadas pela Aneel, desta forma seguem as informações regulatórias divulgadas até a data de fechamento desta proposta orçamentária:

a) Resultado de Fiscalização

i-) Conforme Nota Técnica nº 194/2021 e [Despachos nº 798/2019, 690/2020, 701/2020 732/2020, 1.704/2021, 2.981/2021, 2.982/2021, e 2.983/2021](#) de fiscalização da CCC que foram realizados para a Amazonas Energia, Energisa Acre, Energisa Rondônia e Roraima Energia, referente ao período de julho de 2009 a abril de 2017, verificou-se um montante total de crédito de R\$ 2,67 bilhões atualizados pelo IPCA de agosto de 2021, que deverá ser ressarcida pela CCC à Eletrobras em 60 parcelas mensais;

ii-) Aprovado por meio do [Despacho nº 2.980/2021](#), o resultado da fiscalização da CCC no período de julho de 2009 a junho de 2016, com créditos à Eletronorte no montante de R\$ 116,27 milhões atualizados pelo IPCA de agosto de 2021, a serem reembolsados em 60 parcelas mensais pela CCC.

Os valores para o ano de 2026, estão descritos na tabela abaixo:

Resultado de Fiscalização			
Beneficiário	Despacho	Principal - R\$ milhão	Atualização Monetária - R\$ milhão
ELETROBRAS	798/2019, 690/2020, 701/2020, 732/2020, 1.704/2021, 2.981/2021, 2.982/2021 e 2.983/2021	534,09	173,14
ELETRONORTE	2.980/2021	23,25	7,54

Tabela 5 - Resultado de Fiscalização 2026

b) Sobrecontratação

Para o ano de 2026, foi realizada a estimativa de valores desta rubrica somente para a Amazonas Energia. O valor estimado refere-se ao saldo entre valores a receber e a pagar pela CCC. Eventual sobrecontratação da distribuidora Roraima Energia poderá ser incluída durante a Consulta Pública pela Aneel.

Sobrecontratação	
Beneficiário	Principal - R\$ milhão
AMAZONAS ENERGIA	37,63

Tabela 6 - Sobrecontratação 2026

7. RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO

7.1. COMPOSIÇÃO DA RGR

Os recursos da RGR são provenientes das quotas, parcelamentos, financiamentos, empréstimos a designadas e atos regulatórios de ordem específica. As receitas e despesas consideradas no orçamento para esta conta são compostas pelos seguintes itens:

- **Quotas Geradoras e Transmissoras:** Encargo do setor elétrico brasileiro pago mensalmente pelas empresas concessionárias de geração e transmissão. Os valores reconhecidos nessa rubrica são publicados em despacho anual emitido pela Aneel e não sofrem atualização monetária ao longo do período.
- **Amortização e Juros de Reversão:** Recursos do fundo RGR que foram utilizados pelos concessionários na expansão e na melhoria dos seus sistemas, entre 31 de dezembro de 1971 e 31 de dezembro de 1992. São corrigidos monetariamente pelos mesmos índices de correção dos ativos permanentes dos concessionários do serviço público de energia elétrica, devendo incidir juros de 5% a.a. As concessionárias que possuíam saldos em aberto iniciaram a amortização dos débitos em janeiro de 2018, devendo saldar integralmente os débitos com o fundo até 31 de dezembro de 2026 (Decreto nº 9.022/2017);
- **Reposição Empréstimos de Financiamentos Concedidos:** A rubrica trata da devolução ao fundo RGR de valores referentes à amortização de financiamentos pagos para a Eletrobras e que não foram transferidos ao fundo. Tal pagamento foi determinado pela Aneel com valores apurados no período de 1998 a 2011, no montante de R\$ 2,95 bilhão, que deverão ser devolvidos à RGR até o ano de 2026. Este valor é tomado como base para a incidência de juros de 5% ao ano, nos termos da Lei nº 12.783/2013;
- **Restituição Empréstimo Ex-Designadas:** Trata-se da restituição de recursos destinados as concessionárias de distribuição anteriormente designadas à prestação temporária do serviço, atendendo as especificações dos Despacho nº 3.623/2020 e Despacho nº 2023/2020, bem como, o Edital do Leilão nº 2/2018 PPI/PND.
- **Financiamentos Concedidos:** Contratos de financiamento concedidos pelo fundo que possuem gestão da Eletrobras, com valores recebidos por esta e repassados à CCEE. O saldo refere-se a recursos utilizados pela Eletrobras, durante o período em que era a gestora do fundo para a concessão de financiamentos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, melhoria do serviço e na realização dos programas do Governo Federal. A previsão

orçamentária deste item passa ser responsabilidade da ENBPar, conforme contrato de transição de gestão celebrado entre as empresas em 22 de abril de 2022.

- **Parcelamentos:** refere-se ao recebimento de débitos relativos às quotas mensais em atraso, acordado em requerimento fundamentado concedido ao agente setorial para pagamento em até 12 meses, podendo ter prazo estendido em situações excepcionais, a partir de aprovação da Aneel ou objeto de resultado de recursos administrativos e fiscalizações;
- **Encargos Financeiros:** correspondem a atualização monetária aplicada sobre sua operação de origem;
- **MME:** Como determinado na Lei nº 5.655/1971, alterada pela Lei nº 13.360/2016, é destinado 3% dos recursos da RGR ao MME para custeio de estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidroelétrico. A porcentagem é projetada com base na receita de quotas RGR e parcelamento;
- **Indenizações das Concessões:** refere-se ao controle dos valores pagos aos concessionários de energia elétrica por ocasião da renovação das concessões de geração, distribuição e transmissão, conforme condições estabelecidas na Lei nº 12.783/2013 e regulamentações específicas. Destaca-se que os concessionários foram indenizados pelo valor residual dos ativos, e os mesmos, em tese, revertidos à União.
- **Gestão dos Bens da União sob Administração – BUSA (CAFT):** Reembolso dos custos específicos incorridos pela ENBPar, referente a administração dos Bens da União sob Administração, no âmbito da Lei nº 14.120/2021;
- **Devolução Quota RGR:** Encargo do setor elétrico brasileiro pago a maior no último período pelas empresas concessionárias de geração e transmissão. Os valores reconhecidos nessa conta são publicados em despacho anual emitido pela Aneel.
- **Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência:** contempla ações judiciais conhecidas pela CCEE, que tratam da RGR e possuem estimativa de risco contábil "provável", em outubro de 2026;
- **Transferência para o Fundo CDE:** Estas transferências entre fundos estão previstas no [Submódulo 5.2 do PRORET](#), e estão limitadas ao saldo projetado após a liquidação entre as

receitas e despesas. Observadas as destinações dos recursos de cada fundo estabelecidos na legislação vigente.

7.2. ORÇAMENTO RGR

Para elaboração do orçamento da RGR, a CCEE consolidou as informações recebidas da Aneel, MME e ENBPar. Abaixo, apresenta-se a proposta orçamentária para o ano de 2026 da respectiva conta.

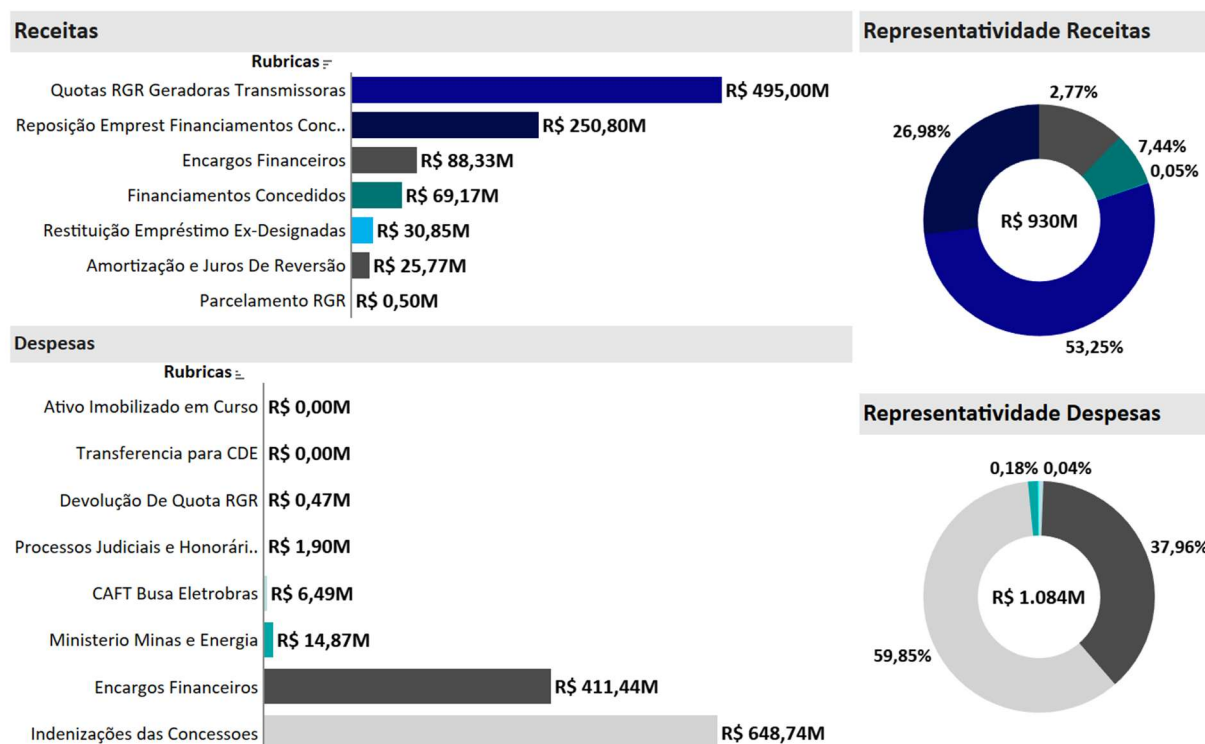


Gráfico 23 - Infográfico da proposta orçamentária da RGR 2026

7.3. COMPARATIVOS RGR

A análise comparativa entre a proposta 2025 x 2026, é realizado para avaliação da evolução dos custos entre as competências é apresentado a seguir:

RECEITAS	2025	2026	Varição 2026 x 2025 (R\$)	Varição 2026 x 2025 (%)
SALDO INICIAL	73	21	-52	-71,34%
QUOTAS RGR + PARCELAMENTO	593	495	-97,1	-16,39%
REPOSIÇÃO EMPREST FINAN CONCEDIDOS	251	251	0	0,00%
ENCARGOS FINANCEIROS	124	88	-36,0	-28,93%
FINANCIAMENTOS CONCEDIDOS	70	69	-0	-0,69%
REPOSIÇÃO EMPRESTIMO EX-DESIGNADAS	29	31	1	5,00%
AMORTIZAÇÃO E JUROS DE REVERSÃO	26	26	-0	-0,00%
TOTAL	1.166	981	-184	-15,81%

DESPESAS	2025	2026	Varição 2026 x 2025 (R\$)	Varição 2026 x 2025 (%)
INDENIZACOES DAS CONCESSOES	-649	-649	0	0,00%
ENCARGOS FINANCEIROS	-474	-411	63	-13,29%
MINISTERIO MINAS E ENERGIA	-18	-15	3	-16,37%
CAFT BUSA ELETROBRAS	-5	-6	-1	28,65%
PROCESSOS JUDICIAIS E HONORÁRIOS	-1	-2	-1	36,23%
DEVOLUÇÃO QUOTAS RGR	-2	-0	1	-70,48%
RESTOS A PAGAR	-1	0	1	-100,00%
TOTAL	-1.150	-1.084	66	-5,72%
SALDO FINAL	16	-103		

Tabela 7 - Comparativo orçamentário - RGR

Premissas adotadas

As premissas adotadas para elaboração do orçamento 2026 estão listadas a seguir:

- Quotas Geradoras e Transmissoras:** Valores de agosto de 2025 a julho de 2026 estão homologados no [Despacho nº 2.397/2025](#). Para os meses de agosto a dezembro de 2026, foram considerados os valores previstos no Ofício nº 273/2025 - [Anexo A.I](#);
- Amortização e Juros de Reversão:** Conforme Memorando nº 524/2017 - [Anexo D.I](#);
- Reposição Empréstimo Financiamentos Concedidos:** Conforme [Despacho nº 1.476/2017](#) e Ofício Aneel nº 400/2017 - [Anexo D.IV](#);
- Financiamentos Concedidos:** Projeção encaminhada pela ENBPar (Recebíveis sem IR) - [Anexo D.III](#);

- e) **Parcelamento:** Recebimento dos débitos relativos às quotas mensais em atraso da Eletrogoes, aprovado pela Aneel, conforme [Despacho nº 2.700/2020](#)
- f) **MME:** Conforme a [Lei nº 13.360/2016](#) - 3% sobre o valor do recebimento do valor de Quotas e Parcelamento;
- g) **Indenizações das Concessões - Lei 12.783:** Publicado por meio da [Portaria nº 727/2023](#) a indenização para a Usina Hidrelétrica - UHE Três Irmãos no valor de R\$ 1,7 bilhão, em 84 parcelas mensais, iniciado em 15 de outubro de 2023.
- h) **CAFT BUSA:** Reembolso à ENBPar pelos custos de administração dos Bens da União no âmbito da Lei nº 14.120/2021. Projeção anual enviada pela empresa, conforme Ofício nº 300/2024 - [Anexo D.II](#);
- i) **Devolução Quota RGR:** Conforme homologado no [Despacho nº 2.397/2025](#);
- j) **Encargos financeiros:** Atualização do valor do principal das seguintes rubricas de receitas e despesas:
- a. **Amortização e Juros de Reversão:** Conforme Memorando nº 524/2017 - [Anexo D.I](#);
 - b. **Reposição Financiamentos Concedidos:** Conforme [Despacho nº 1.476/2017](#) e Ofício Aneel nº 400/2017 - [Anexo D.IV](#);
 - c. **Financiamentos Concedidos:** Projeção encaminhada pela ENBPar - [Anexo D.III](#);
 - d. **Parcelamento RGR:** Nos termos do [Despacho Nº 2.700/2020](#);
 - e. **Indenização de Concessão:** Companhia Energética de São Paulo - CESP, conforme [Portaria nº 727/2023](#).
- k) **Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência:** contempla ações judiciais conhecidas pela CCEE, que tratam da RGR e possuem estimativa de risco contábil "provável", em outubro de 2025;
- l) **Restituição de Empréstimos às Designadas:** Conforme [Lei nº 14.120/2021](#) e [Despacho nº 3.073/2021](#), fica determinada a extinção da obrigação de pagamento dos empréstimos da RGR correspondente à parcela com direito a reconhecimento tarifário e que não tenha sido objeto de deságio nos termos do [Edital do Leilão nº 2/2018](#), de acordo com a [Lei nº 5.655/1971](#), Art. 4º, §4º.

A aplicação dos percentuais sobre o montante da dívida a ser reconhecida e a determinação do valor a ser devolvido ao fundo, está dividido em dois momentos: i) até a assinatura do edital do leilão, que reconhece o saldo devedor correspondente ao valor repassado pela RGR à distribuidora; ii) após a assinatura do edital do leilão, no qual foi reconhecido que o montante repassado pela RGR à distribuidora a partir deste momento, não seria considerado no cálculo para devolução.

Os percentuais determinados no contrato de concessão de cada distribuidora, seguem destacados na tabela abaixo:

Sigla	CNPJ	Contrato de Concessão	Até edital do Leilão nº 02/2018	Após edital do Leilão nº 02/2018
			Aplicação sobre o montante da dívida para o Reconhecimento Tarifário (%) ¹	Aplicação sobre o montante da dívida para o Devolução
CEPISA - EQUATORIAL PIAUÍ	06.840.748/0001-89	001/2018	0%	100%
CERON - ENERGISA RO	05.914.650/0001-66	002/2018	79%	21%
ELETOACRE - ENERGISA AC	04.065.033/0001-70	003/2018	69%	31%

¹ Conforme contrato de concessão de cada empresa descritos nos § 2º e 3º

Tabela 8 – Restituição dos empréstimos ex-designadas - aplicação de reajuste tarifário - RGR

As empresas Equatorial Piauí, Energisa Rondônia e Energisa Acre, deverão efetuar a devolução dos empréstimos para o fundo RGR, do montante da dívida declarado até a data de assinatura do edital do leilão, a serem realizadas mensalmente, entre o mês subsequente ao mês da primeira revisão tarifária ordinária e o prazo final dos seus contratos de concessão (nº [001/2018](#), [002/2018](#) e [003/2018](#), respectivamente, conforme §1º da 19ª cláusula). Sendo o montante declarado após o edital do leilão terá o reconhecimento integral na revisão tarifária.

A data do reajuste ordinário está prevista para dessa forma, a restituição dos valores tem início em janeiro de 2024, conforme tabela abaixo:

Empresa	Nº do contrato de concessão	Previsão anterior de início de pagamento	Previsão atual de início de pagamento	Fim de pagamento ¹
ENERGISA AC	003/2018	jan/23	jan/24	dez/48
ENERGISA RO	002/2018	jan/23	jan/24	out/48
EQUATORIAL PIAUÍ	001/2018	set/23	jan/24	out/48

¹ Fim do contrato de concessão.

Tabela 9 - Cronograma de restituição dos empréstimos ex-designadas - RGR

Premissas não consideradas

- a) Inadimplências;
- b) Inadimplência de financiamentos concedidos: contratos sob gestão ENBPar;
- c) Fiscalizações em andamento pela Aneel;
- d) Passivos anteriores à gestão CCEE;
- e) Indenizações de concessões em processo de análises da Aneel;

8. ORÇAMENTO CONTAS SETORIAIS 2026 - CONSOLIDADO

Diante das premissas consideradas para cada conta setorial, descritas nos capítulos anteriores, a respectiva Proposta Orçamentária para o ano de 2026 totaliza R\$ 52,05 bilhões referentes à CDE, considerando o montante de R\$ 11,45 bilhões respectivos à CCC. Adicionalmente à RGR estima-se o montante de R\$ 1,08 bilhão.

Esta proposta será analisada e revisada pela Aneel para submeter à Consulta Pública - CP pelo período estimado de 30 dias, para aprovação do orçamento anual das Contas Setoriais, observando as regras e critérios definidos no [Submódulo 5.2 do PRORET](#).

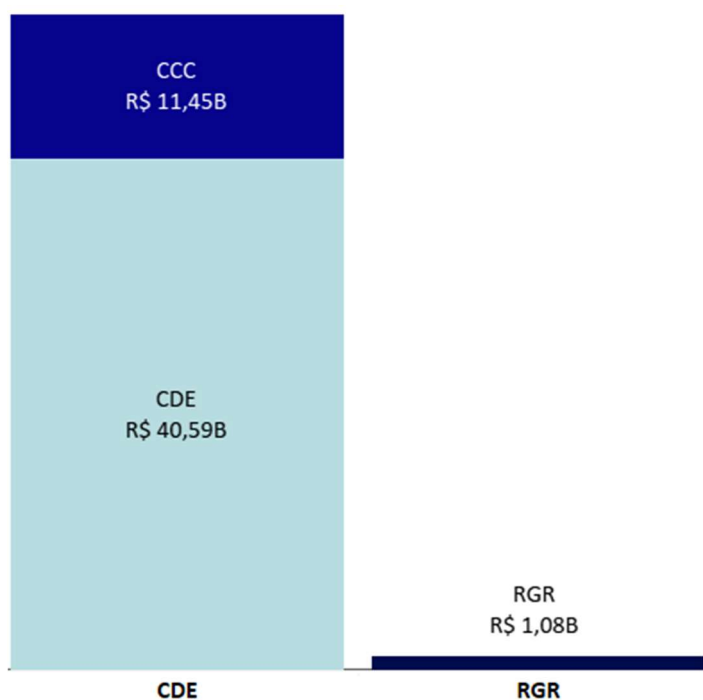


Gráfico 24 - Proposta Orçamentária 2026

9. ANEXOS

9.1. ANEXO A – CONTAS SETORIAIS – CDE, CCC e RGR

A.I – Ofício nº 273/2025-STR/ANEEL



OFÍCIO Nº 273/2025-STR/ANEEL

Ao Senhor
Alexandre Ramos Peixoto
Superintendente
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE
São Paulo – SP

Referência: Processo 48500.029180/2025-63

Assunto: Orçamento CDE 2026.

Senhor Superintendente,

1. Em atendimento ao Submódulo 5.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), seguem as informações necessárias para a consolidação do orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE de 2026, nos termos do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002, e do Decreto nº 9.022, de 2017.
2. Conforme art. 9º, §2º, do Decreto nº 9.022, de 2017, compete à ANEEL encaminhar à CCEE a previsão dos valores das seguintes rubricas do orçamento anual da CDE:
 - a) subvenção econômica destinada à modicidade da Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE, aplicada aos consumidores da subclasse residencial baixa renda;
 - b) descontos tarifários concedidos aos usuários dos serviços de distribuição e transmissão de energia;
 - c) subvenção econômica às cooperativas de eletrificação rural com reduzida densidade de carga;
 - d) pagamentos anuais realizados a título de uso do bem público; e
 - e) pagamentos de multas aplicadas pela ANEEL.
3. Considerando os dados disponíveis no momento e as premissas descritas neste documento, a tabela abaixo apresenta as previsões da ANEEL para as saídas e entradas de recursos na CDE em 2026.

Tabela 1 - Previsões de saídas e entradas de recursos na CDE em 2026.

Item do orçamento	Previsão	Premissa
-------------------	----------	----------

Baixa Renda	R\$ 10.436.980.841,82	Estimativa com efeitos da MP 1300. Valor idêntico ao informado à Secretaria de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas e Assuntos Econômicos do Ministério do Planejamento e Orçamento. Ofício n. 398/2025-STD/ANEEL - 31/07/2025 (SEI 0162647).
Instalação de ramal de conexão, do kit de instalação interna e do padrão de entrada sem o medidor	R\$ 2.875.379,46	Valores praticados nos últimos 12 meses.
Descontos na Distribuição	R\$ 15.888.996.503,84	Estimativa a partir dos repasses mensais vigentes, fixados nas resoluções homologatórias de cada distribuidora, sobre os quais aplicou-se, a partir do respectivo mês de aniversário contratual, a previsão de variação de mercado de 4,7% (Previsão de Carga ONS - EPE – Planejamento Anual 2025/2029) e de IPCA (Boletim Focus – para cada data de reajuste das distribuidoras) e os efeitos do Decreto nº 9.642/2018

Descontos na Transmissão	R\$ 3.732.689.935,75	Foram considerados os MUST contratados em 2025, a TUST do ciclo 2025/2026 para o 1º semestre e a TUST estimada do ciclo 2026/2027 para o segundo semestre.
Subvenção Cooperativas	R\$ 686.369.246,12	Estimativa com base nos processos tarifários de 2024/2025.
Subvenção Lei 14.299/2022	R\$ 28.950.401,94	Estimativa com base nos processos tarifários de 2024/2025.
UBP	R\$ 2.063.179.656,51	Previsão SCE/ANEEL.

Multas	R\$ 433.722.060,00	Estimativa para o ano de 2026 (PLOA).
Quotas RGR	R\$ 495.000.000,00	Previsão da SFF/ANEEL, já considerando expectativas de ajustes de exercícios anteriores.
Recursos P&D	R\$ 0,00	Em 31/12/2025 se encerra a reversão de valores para a modicidade tarifária pela CDE. (Art. 5-B, Lei 9.991/2000)
Subsídio GD Lei nº 14.300/2022	R\$ 6.861.185.571,83	Estimativa de repasses no ano civil obtida com base nos repasses mensais vigentes, fixados nas resoluções homologatórias de cada distribuidora, sobre os quais aplicou-se, a partir da respectiva data de processo tarifário, o crescimento médio da MMGD (Previsão de Carga ONS - EPE – Planejamento Anual 2025/2029) e a projeção de crescimento médio das tarifas (IPCA - Boletim Focus)

4. Adicionalmente, o custo médio da potência e energia comercializadas no ambiente de Contratação Regulada – ACR do Sistema Interligado Nacional - SIN (ACRméd) será homologado pela ANEEL em outubro deste ano. A CCEE poderá utilizar provisoriamente o ACRméd estimado para 2026 de R\$ 343,05/MWh.

5. Quando à proposta orçamentária do Programa Luz para Todos de 2026 deve-se aguardar a abertura da Consulta Pública de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia.

6. Prestadas as informações acima, colocamo-nos à disposição para esclarecimentos adicionais que se façam necessários, bem como para o envio de dados complementares.

Atenciosamente,

(Assinado digitalmente)

ROBSON KUHN YATSU
Gerente de Gestão Tarifária



Documento assinado eletronicamente por **Robson Kuhn Yatsu, Gerente de Gestão Tarifária**, em 19/09/2025, às 16:58, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0200740** e o código CRC **380B4323**.

Referência: Processo nº 48500.029180/2025-63

SEI nº 0200740

9.2. ANEXO B – CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – CDE

B.I – Ofício nº 317/2025/DUPS/SNEE-MME



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Secretaria Nacional de Energia Elétrica

Departamento de Universalização e Políticas Sociais de Energia Elétrica
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, Sala 652, Brasília/DF, CEP 70065-900
Telefone: (61) 2032-5012 / dups@mme.gov.br

Ofício nº 317/2025/DUPS/SNEE-MME

Brasília, na data da assinatura eletrônica.

Ao Senhor

ALEXANDRE RAMOS PEIXOTO

Presidente

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Avenida Paulista, nº 2064, 13º andar - Edifício Paulista

01310-200 – São Paulo/SP

Assunto: **Proposta de Orçamento Anual da CDE 2026 - Solicitação de Informações.**

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48370.000672/2017-90.

Senhor Presidente,

1. Fazemos referência à Carta CT-CCEE27327/2025 (SEI nº 1105317), por meio da qual a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) solicita informações ao Ministério de Minas e Energia (MME), referente à consolidação do orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para o exercício de 2026.
2. Em resposta, informamos que esta Secretaria Nacional de Energia Elétrica (SNEE) conduz a elaboração da proposta orçamentária do Programa Luz para Todos (LPT). A formulação considera as diretrizes de universalização do acesso ao serviço público de distribuição de energia elétrica, a programação físico-financeira submetida pelas distribuidoras, a priorização de famílias de baixa renda em área rural e comunidades tradicionais, bem como a compatibilização com o cronograma de execução e a disponibilidade de recursos da CDE. Nessa perspectiva, está prevista a submissão à Consulta Pública, no âmbito do MME, de proposta no montante de R\$ 2,6 bilhões para a execução do LPT em 2026, valor orientado pelas metas de atendimento, pelos compromissos já assumidos em Termos de Compromisso e pelos ajustes necessários à continuidade das obras de eletrificação e dos sistemas isolados e off-grid em regiões remotas.

Anexos: I - Carta CT-CCEE27327/2025 (SEI nº 1105317).

Atenciosamente,



Documento assinado eletronicamente por **Frederico de Araujo Teles, Secretário Nacional de Energia Elétrica Substituto**, em 08/10/2025, às 17:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site

[http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?](http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0)

[acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0](http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **1126642** e o código CRC **DC404487**.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48370.000672/2017-90

SEI nº 1126642

restrito

CAFT - Custos Administrativos Financeiros e Tributários 2026

- **Conta de Desenvolvimento Energético - CDE**
- **Conta de Consumo de Combustível – CCC**
- **Reserva Global de Reversão - RGR**

Gerência/área: contabilidade, custos e controladoria – AE

Autor: Yuri Santos

Data: 30/08/25

Versão: 1.0

ccee



Sumário

Introdução	3
Recursos Humanos	6
Serviços Jurídicos	7
Custos Indiretos	7
Sustentação de Aplicações.....	7
Agente Administrativo Fiduciário.....	8
Auditoria de Dados	8
Despesas Gerais	8
Serviço do Banco Gestor	8
Anexo I: Visão Competência	10
Anexo II – Relação de Horas	11

Introdução

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, é responsável pela gestão dos recursos financeiros necessários para a operacionalização da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, que engloba a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e a Reserva Global de Reversão – RGR.

Em cumprimento ao que estabelece a Resolução Normativa ANEEL nº 957, de 07 de dezembro de 2021, a CCEE encaminha para apreciação e homologação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a estimativa dos Custos Administrativos, Financeiros e Tributários – CAFTs, como parte do processo de aprovação anual da CDE e posterior submissão ao rito de audiência pública no âmbito do orçamento para o exercício de 2026.

Os CAFTs estão segregados por meio dos seguintes componentes de custos: (i) Recursos Humanos; (ii) Custos Indiretos; (iii) Sustentação de Aplicações; (iv) Serviços Jurídicos; (v) Auditoria de Dados; (vi) Despesas Gerais e (vii) Serviço Banco Gestor/Agente Administrativo Fiduciário.

- i. Recursos Humanos – Corresponde a dedicação dos profissionais da CCEE que são alocados para atuar de maneira integral ou parcial nos processos do Mercado Regulado. As atividades ocorrem de maneira transversal, percorrendo praticamente, todas as áreas da organização, conforme detalhamento das atribuições apresentadas na Tabela 1, a seguir:

ÁREA	ATRIBUIÇÕES
ESTRATÉGICA	Atendimento jurídico, gestão de segurança de mercado, auditoria interna, compliance, gestão de riscos e segurança da informação, gestão contábil e financeira, prestação de contas e CAFTs, atendimento ao órgão fiscalizador.
OPERAÇÃO DO MERCADO	Operacionalização, gestão e liquidação financeira dos processos da CDE, CCC e RGR.
TECNOLOGIA DO MERCADO	Suporte, manutenção e evolução dos sistemas computacionais utilizados no processo da CDE, CCC e RGR.

Tabela 1 - Atribuições das Áreas da Organização

- ii. Custos Indiretos - Corresponde às expectativas de alocação de parte das despesas da CCEE com infraestrutura física e tecnológica, que são transferidas para os processos do Mercado Regulado.
- iii. Sustentação de Aplicações - Corresponde às expectativas de despesas com serviços de tecnologia, através de profissionais *Bodyshop*, com atuação em funcionalidades pontuais do Sistema de Gestão das Contas Setoriais – SGCS, e sua integração com os módulos que possuem interfaces com os demais sistemas computacionais da CCEE.
- iv. Serviços Jurídicos - Corresponde às expectativas de despesas com pagamento de honorários e custas judiciais junto aos escritórios contratados para defesa dos interesses das Contas Setoriais.
- v. Auditoria de Dados - Corresponde às expectativas de despesas com serviços de auditoria independente de dados para asseguarção razoável mensal da apuração do processo.
- vi. Despesas Gerais - Corresponde às expectativas de despesas com transportes, viagens e hospedagens, além de eventuais despesas administrativas do processo.

- vii. Serviço do Banco Gestor e Agente Administrativo Fiduciário - Corresponde a expectativa de despesas com a prestação de serviços referentes a operação de antecipação dos recebíveis da CDE Eletrobrás, estruturada durante a vigência da MP 1212/2024. No âmbito dos referidos Contratos restou definido que o Banco Bradesco S.A. ("Bradesco") desempenhará o papel de Banco Gestor, que terá como principais funções controlar e operacionalizar o fluxo financeiro da operação, enquanto fiel depositário da Conta Vinculada, o que inclui o pagamento dos valores devidos às Distribuidoras, ao passo que a Oliveira Trust Servicer S.A. restou eleita Agente Administrativo, que terá como principais funções supervisionar as Garantias e outros aspectos operacionais relacionados à Operação.

Para correção dos contratos vigentes, incidentes nos componentes do processo, foi aplicado o índice de 4,85% (IPCA), conforme os indicadores macroeconômicos¹ previstos para o período.

Em cumprimento ao processo de amortização dos créditos tributários² incidentes sobre o desenvolvimento do Sistema de Gestão das Contas Setoriais – SGCS, foram deduzidos da composição total dos CAFTs, o montante anual de R\$ 487.385,48 (quatrocentos e oitenta e sete mil, trezentos e oitenta e cinco reais e quarenta e oito centavos).

O valor estimado do processo, apresentou um total de R\$ 12.011.076,86 (doze milhões, onze mil, setenta e seis reais e oitenta e seis centavos). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento para o período em torno de aproximadamente 14%, conforme demonstra a Tabela 2, a seguir:

COMPONENTES	APROVADO 2025	ESTIMADO 2026	Δ \$ 2026	Δ % 2026
Recursos Humanos	R\$ 5.738.571,66	R\$ 5.842.076,79	R\$ 103.505,13	2%
Serviços Jurídicos	R\$ 876.001,00	R\$ 2.080.000,00	R\$ 1.203.999,00	137%
Custos Indiretos	R\$ 1.613.477,91	R\$ 1.691.731,59	R\$ 78.253,68	5%
Sustentação de Aplicações	R\$ 1.237.844,63	R\$ 1.321.865,56	R\$ 84.020,93	7%
Agente Adm. Fiduciário	R\$ 621.278,58	R\$ 647.668,17	R\$ 26.389,59	4%
Auditoria de Dados	R\$ 298.566,00	R\$ 313.046,45	R\$ 14.480,45	5%
Despesas Gerais	R\$ 82.718,68	R\$ 82.718,68	-	-
Serviços do Banco Gestor	R\$ 30.667,00	R\$ 31.969,62	R\$ 1.302,62	4%
Total	R\$ 10.499.125,46	R\$ 12.011.076,86	R\$ 1.511.951,40	14%
Créditos Tributários ²	-R\$ 487.385,48	-R\$ 487.385,48	-	-
Total	R\$ 10.011.739,98	R\$ 11.523.691,38	-	-

Tabela 2 - Total Estimado por Componente do Processo

¹ Projeções disponíveis no Boletim LCA base jun/2025 – cenário base.

² Os créditos tributários provenientes dos custeios realizados no desenvolvimento do SGCS, serão deduzidos da composição dos CAFTs da CDE durante o período de 2022 a 2027, conforme informado na CT-CCEE01436/2022.

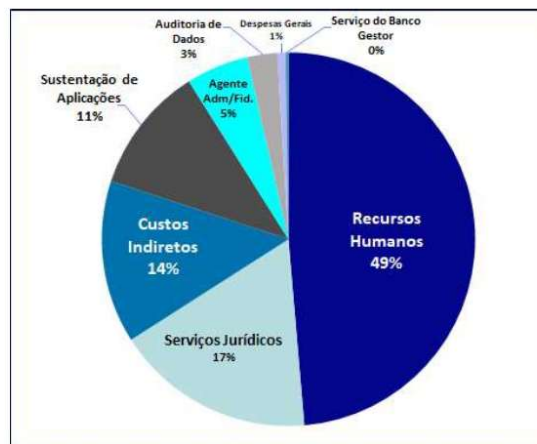


Gráfico 1 – Distribuição dos Componentes do Processo

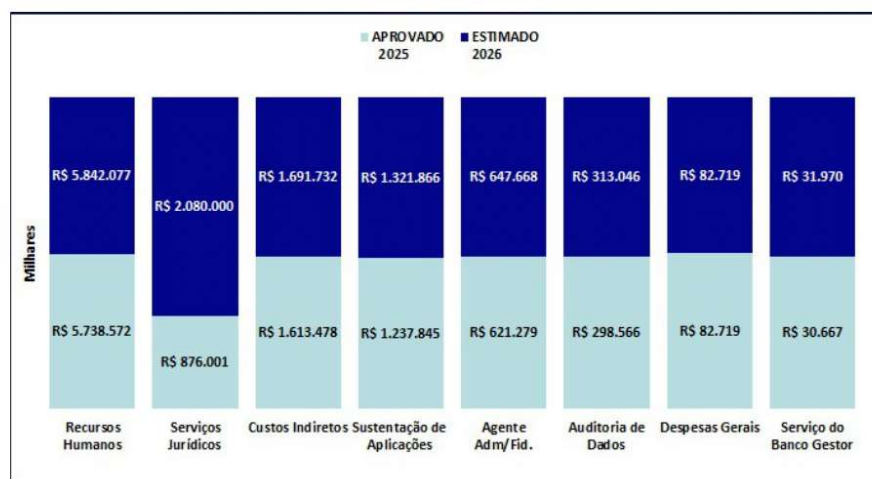


Gráfico 2 – Evolução Anual dos Componentes do Processo

No transcorrer deste relatório, será apresentado a descrição de cada componente de custo, assim como a análise de suas respectivas variações, em relação ao custo anterior aprovado. O total estimado do processo, segregado por mês previsto de realização, encontra-se disponível no *Anexo I – Visão Competência*.

Recursos Humanos

A linha de recursos humanos foi estimada em R\$ 5.842.076,79 (cinco milhões, oitocentos e quarenta e dois mil, setenta e seis reais e setenta e nove centavos). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento para o período de 2%.

A Tabela 3, a seguir, apresenta os valores praticados na elaboração deste componente e considera as estimativas de esforço homem/hora, de acordo com o valor médio classificado por categoria profissional, da organização:

CATEGORIA PROFISSIONAL	R\$/HORA
EXECUTIVO	R\$ 655,15
GERENTE	R\$ 368,87
ESPECIALISTA	R\$ 217,90
SÊNIOR	R\$ 161,36
PLENO	R\$ 112,31
JÚNIOR	R\$ 81,36
ASSISTENTE	R\$ 48,27
ESTAGIÁRIO	R\$ 27,90

Tabela 3 - Valor Hora por Categoria Profissional

Os valores aplicados refletem a posição do quadro de pessoal vigente, correspondente ao mês de julho de 2025. Eventuais variações, se comparado aos valores anteriormente utilizados, decorrerão, em virtude do número de profissionais alocados por categoria profissional e posição da faixa salarial.

Os indicadores de reajustes macroeconômicos³ previstos e aplicados sobre a base salarial de 2025, para correção deste componente, encontram-se disponíveis na Tabela 4, a seguir:

ÍNDICE	%	ITEM	INCIDÊNCIA
INPC	5,76%	PREVISÃO DISSÍDIO COLETIVO BASE 2025	JAN-JUL/2026
INPC	5,72%	PREVISÃO DISSÍDIO COLETIVO BASE 2026	AGO-DEZ/2026

Tabela 4 - Índices Macroeconômicos

Com relação ao volume de horas que serão dedicadas no processo, estima-se um total de 32.408 (trinta e dois mil, quatrocentos e oito) horas. O quadro total estimado, segregado por colaborador, gerência executiva e perfil profissional, encontra-se disponível no Anexo II – Relação de Horas.

Importante ressaltar que fatores como ausências (licença médica, férias), capacitação dos profissionais, preparação de *backup*, reposição de vagas (em virtude de substituição ou promoção), impactam significativamente no resultado estimado para este componente.

³Projeções disponíveis no Boletim LCA base jun/2025 – cenário base. Como política de remuneração salarial, a CCEE aplica a título de Mérito, 1% de reajuste, incidente sobre o período de mar-dez/2026.



Serviços Jurídicos

A linha de serviços jurídicos foi estimada em R\$ 2.080.000,00 (*dois milhões e oitenta mil reais*). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento para o período de 137%.

A projeção orçamentária para o exercício de 2026 foi construída com base no valor realizado de exercício pretérito, considerando as demandas jurídicas observadas no período. Além disso, também foram considerados os gastos estimados para contratação de reforço e pareceres em ações e procedimentos estratégicos, com risco elevado de impacto financeiro.

A inclusão dessas premissas visa garantir maior previsibilidade e robustez na alocação de recursos, assegurando que a organização esteja preparada para enfrentar os desdobramentos jurídicos esperados ao longo de 2026.

Custos Indiretos

A linha de custos indiretos foi estimada em R\$ 1.691.731,59 (*um milhão, seiscentos e noventa e um mil, setecentos e trinta e um reais e cinquenta e nove centavos*). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento para o período de 5%.

Devido ao processo de composição do orçamento da CCEE encontrar-se em fase de construção e para que não houvesse prejuízos no cumprimento dos trâmites internos necessários para validação dos CAFTs, optou-se por preservar os montantes anteriormente aprovados, corrigido pelos índices de reajuste macroeconômico previstos para o período.

Sustentação de Aplicações

A linha de sustentação de aplicações⁴ de sistemas computacionais foi estimada em R\$ 1.321.865,56 (*um milhão, trezentos e vinte e um mil, oitocentos e sessenta e cinco reais e cinquenta e seis centavos*). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento para o período em torno de aproximadamente 7%.

As estimativas consideraram a manutenção dos 3 (*três*) recursos terceiros⁵, perfil Sênior, contratados para atuação nas frentes de suportes tecnológicos e praticadas as taxas dos profissionais que estão alocados atualmente no processo.

⁴ A frente de sustentação tecnológica dos sistemas utilizados na gestão das contas setoriais foi estimada considerando 3 (*três*) recursos terceiros/externos e 2 (*dois*) recursos internos, alocados na linha RH dentro da TM.

⁵ Conforme os contratos firmados junto as empresas de Bodyshop homologadas para atendimento de consultorias de serviços de tecnologia da informação junto a CCEE.



Agente Administrativo Fiduciário

A linha de agente administrativo fiduciário foi estimada em R\$ 647.668,17 (*seiscentos e quarenta e sete mil, seiscentos e sessenta e oito reais e dezessete centavos*). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento para o período de 4%.

Auditoria de Dados

A linha de auditoria independente de dados foi estimada em R\$ 313.046,45 (*trezentos e treze mil, quarenta e seis reais e quarenta e cinco centavos*). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento para o período de 5%.

Foi firmado contrato com a PwC, com início em 2025 e término previsto para 2029. O contrato estabelece a realização de emissões trimestrais ao longo de sua vigência e prevê atualização monetária anual com base no IPCA.

Despesas Gerais

A linha de despesas gerais foi estimada em R\$ 82.718,68 (*oitenta e dois mil, setecentos e dezoito reais e sessenta e oito centavos*). A CCEE optou por manter os valores anteriormente aprovados (sem a correção dos índices macroeconômicos previstos para o período).

Serviço do Banco Gestor

A linha de serviço do banco gestor foi estimada em R\$ 31.969,62 (*trinta e um mil, novecentos e sessenta e nove reais e sessenta e dois centavos*). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento para o período de 4%.

Anexos



Anexo I: Visão Competência

 Contas Setoriais - CDE, CCC e RGR Custos Administrativos Financeiros e Tributários - CAFT 2026													
Descrição	jan-26	fev-26	mar-26	abr-26	mai-26	jun-26	jul-26	ago-26	set-26	out-26	nov-26	dez-26	Total
Recursos Humanos	R\$ 404.491,08	R\$ 485.941,62	R\$ 409.253,29	R\$ 474.217,20	R\$ 480.414,42	R\$ 405.159,42	R\$ 480.597,35	R\$ 500.107,40	R\$ 519.876,02	R\$ 514.997,83	R\$ 475.253,94	R\$ 468.764,62	R\$ 6.842.076,79
Custos Indiretos	R\$ 156.954,87	R\$ 122.928,72	R\$ 124.862,89	R\$ 124.381,33	R\$ 120.247,44	R\$ 127.370,02	R\$ 131.291,94	R\$ 130.883,47	R\$ 130.104,15	R\$ 129.880,02	R\$ 109.400,10	R\$ 195.340,13	R\$ 1.691.731,58
Sustentação de Aplicações	R\$ 111.932,16	R\$ 101.271,96	R\$ 117.282,27	R\$ 101.271,96	R\$ 100.602,06	R\$ 111.302,16	R\$ 122.582,37	R\$ 111.932,16	R\$ 117.282,27	R\$ 106.602,06	R\$ 95.941,86	R\$ 117.282,27	R\$ 1.321.866,56
Serviços Jurídicos	R\$ 173.334,00	R\$ 173.334,00	R\$ 173.334,00	R\$ 173.334,00	R\$ 173.334,00	R\$ 173.334,00	R\$ 173.334,00	R\$ 173.334,00	R\$ 173.334,00	R\$ 173.334,00	R\$ 173.334,00	R\$ 173.334,00	R\$ 2.080.000,00
Agente Adm.Fid.	R\$ 53.113,88	R\$ 53.113,88	R\$ 53.113,88	R\$ 53.113,88	R\$ 53.113,88	R\$ 53.113,88	R\$ 53.113,88	R\$ 53.113,88	R\$ 55.689,69	R\$ 55.689,69	R\$ 55.689,69	R\$ 55.689,69	R\$ 647.668,17
Auxiliar de Dados	R\$ 78.261,61	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 78.261,61	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 78.261,61	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 78.261,61	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 313.048,46
Despesas Gerais	R\$ 6.883,23	R\$ 6.883,23	R\$ 6.883,23	R\$ 6.883,23	R\$ 6.883,23	R\$ 6.883,23	R\$ 6.883,23	R\$ 6.883,23	R\$ 6.883,23	R\$ 6.883,23	R\$ 6.883,23	R\$ 6.883,23	R\$ 82.718,88
Serviço do Banco Gestor	R\$ 2.621,75	R\$ 2.621,75	R\$ 2.621,75	R\$ 2.621,75	R\$ 2.621,75	R\$ 2.621,75	R\$ 2.621,75	R\$ 2.621,75	R\$ 2.748,90	R\$ 2.748,90	R\$ 2.748,90	R\$ 2.748,90	R\$ 31.969,82
Subtotal	R\$ 1.099.552,28	R\$ 946.184,55	R\$ 947.281,10	R\$ 1.014.094,78	R\$ 956.228,87	R\$ 941.924,75	R\$ 1.088.795,92	R\$ 954.895,65	R\$ 1.005.910,86	R\$ 1.068.337,34	R\$ 999.289,71	R\$ 1.020.832,84	R\$ 12.011.076,88
Créditos Tributários	-R\$ 40.515,46	-R\$ 40.515,46	-R\$ 40.515,46	-R\$ 40.515,46	-R\$ 40.515,46	-R\$ 40.515,46	-R\$ 40.515,46	-R\$ 40.515,46	-R\$ 40.515,46	-R\$ 40.515,46	-R\$ 40.515,46	-R\$ 40.515,46	-R\$ 487.385,48
Total	R\$ 1.028.936,92	R\$ 905.669,09	R\$ 906.765,65	R\$ 973.579,33	R\$ 915.713,41	R\$ 901.409,29	R\$ 1.018.280,47	R\$ 944.279,23	R\$ 965.395,40	R\$ 1.027.771,88	R\$ 958.774,25	R\$ 979.417,38	R\$ 11.523.691,38

B.III – Memorando nº 107/2017-SRG

Número: 48550.000947/2017-00



Memorando nº 107/2017-SRG/ANEEL

Em 12 de setembro de 2017.

Ao Superintendente de Gestão tarifária
Davi Antunes Lima

Assunto: **CDE 2018 – Subvenção Carvão Mineral.**
Processo: 48500.000287/2017-10.

1. Em resposta ao Memorando nº 284/2017-SGT/ANEEL, de 6 de setembro de 2017 (SICNet 48581.002144/2017-00), por meio do qual, com vistas à estimativa de gastos da CDE em 2018 com a subvenção do Carvão Mineral, a SGT solicita (i) custo médio do combustível reconhecido pela CDE para fins de reembolso nos anos de 2013, 2014 e 2015, corrigido pelo IPCA, e (ii) o estoque de carvão mineral custeado pela CDE e não consumindo no ano anterior, preservado o estoque estratégico, temos a informar o que se segue.

2. Quanto ao item (i), apresentamos a tabela abaixo contendo o custo médio do combustível reembolsado¹ pela CDE nos anos de 2013, 2014 e 2015, com valores atualizados mensalmente até dezembro de 2016. Conforme inciso I do § 2º do art. 5º do Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, tais valores representam limites para fins de reembolso que devem ser atualizados anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.

		J. Lacerda	P. Médici A e B	Candiota III	Figueira
Reembolso 2013 (IPCA: correção mensal até dez/16)	R\$	913.291.261	82.029.211	104.392.284	31.002.883
Reembolso 2014 (IPCA: correção mensal até dez/16)	R\$	1.007.617.365	82.996.000	94.182.923	31.143.445
Reembolso 2015 (IPCA: correção mensal até dez/16)	R\$	895.338.712	47.436.156	104.611.319	27.969.664
Valor máximo calculado pela média	R\$	938.749.113	70.820.456	101.062.176	30.038.664

3. Em relação ao item (ii), dispomos das informações constantes da Nota Técnica nº 13/2017-SGT-SRG/ANEEL, de 3 de fevereiro de 2017 (SICNet 48581.000306/2017-00), a qual trata do orçamento da CDE do ano de 2017. Na ocasião, foram utilizados os valores encaminhados pela SFG²

¹ Os valores históricos constam em planilhas disponíveis no site eletrônico da Eletrobras (<http://eletrobras.com/pt/Paginas/Conta-de-Desenvolvimento-Energetico.aspx>), gestora da CDE até 01/05/2017.

² Por meio do Memorando nº 32/2017-SFG/ANEEL, de 27 de janeiro de 2017 (SICNet 48532.001081/2017-00).



ASSINADO DIGITALMENTE POR GENTIL NOGUEIRA DE SA JUNIOR

CODIGO DE VERIFICAÇÃO: 2B983559004103E5 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Pág. 2 do Memorando nº 107/2017-SRG/ANEEL, de 12/09/2017.

referente ao estoque histórico³ das UTEs Presidente Médici A e B (1.582.953 t) e Candiota III (1.993.667 t) e, para as demais usinas, tendo em vista que não havia análise de tais dados por parte da fiscalização, foram adotados os montantes informados pela Eletrobras⁴, a saber: UTE Jorge Lacerda (770.000 t); e UTE Figueira (21.993 t). Todavia, tais valores ainda necessitam de atualização e validação, pois tratavam-se de estimativas produzidas no final de 2016 e início de 2017. Isto posto, sugerimos que haja consulta da CCEE às beneficiárias, assim como o posicionamento da SFG sobre o tema no decorrer do processo de elaboração do orçamento.

4. Em relação ao estoque estratégico, tendo em vista que se encontra aberta a Audiência Pública nº 45/2017 (período de 24/08/2017 a 06/10/2017), a qual trata, dentre outros pontos, da regulamentação do estoque estratégico pela Agência, e considerando que o critério proposto na minuta de norma poderá ser revisto em função das análises das contribuições dos agentes, sugerimos que se adote, por ora, os valores informados pela Eletrobras⁴ quando da elaboração do orçamento da CDE de 2017. A tabela abaixo apresenta tais valores.

		J. Lacerda	P. Médici A + B	Candiota III	Figueira
Estoque estratégico	t	400.000	33.333	283.333	13.000

Atenciosamente,

GENTIL NOGUEIRA DE SÁ JÚNIOR
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração Substituto

C/c.: Alessandro D'Afonseca Cantarino - SFG

FAC

³ O estoque histórico se refere ao montante de carvão mineral reembolsado pela CDE em anos anteriores, mas ainda não consumido pela usina.

⁴ Por meio do Memorando GCO-040/2016, de 18 de novembro de 2016, o qual encaminha em anexo a Nota Técnica "Compra de Carvão Mineral Nacional e Combustíveis Secundários para o Orçamento - CDE 2017", de 11 de novembro de 2016 (SICNet 48513.029530/2016-00).



ASSINADO DIGITALMENTE POR GENTIL NOGUEIRA DE SÁ JÚNIOR

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 2B983559004103E5 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

B.IV - Previsão reembolso de Carvão Mineral - Âmbor

Programa de Reembolso Total		
Dado - Competência	dez-25	Base Anual - Competência
Dado - Caixa	jan-26	
Carvão Mineral	R\$ 13.784.501,46	R\$ 171.656.982,93
Óleo Diesel	R\$ 365.461,10	R\$ 3.835.200,00
Óleo Combustível	R\$ 1.218.203,67	R\$ 10.506.000,00
Limite de Reembolso	R\$ 20.894.186,21	R\$ 250.730.234,46
Sub Total	R\$ 15.368.166,23	R\$ 185.998.182,93
Fiscalização Financeira - parcelas estimadas (DSP 2616/2020 e DSP 3420/2023)	-R\$ 4.364.382,16	-R\$ 38.696.194,64
Total	R\$ 11.003.784,07	R\$ 147.301.988,29

Programação de Reembolso de Carvão Mineral Nacional		
Dado - Competência	dez-25	Base Anual - Competência
Dado - Caixa	jan-26	
Compra Mínima - Contrato (t)	100.000,00	1.200.000,00
Compra Mínima - Contrato 2002 (t)	133.333,33	1.600.000,00
Cobertura Eficiência Energética	100,00%	100,00%
Qcompra_eficiente - Compra mínima eficiente (t)	100.000,00	1.200.000,00
Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (t) (E a - γ)	- 2.953,93	-
Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (t) (E a - γ) - Referente a 2024	-	11.815,72
Estoque Estratégico do beneficiário(t)	-	100.000,00
Quantidade de Carvão Consumida do Estoque Estratégico (t) ¹	-	-
Quantidade Efetiva - Qefetiva (t)	97.046,07	1.188.184,28
Preço do Carvão - Inclui Transporte (R\$/t) ²	R\$ 137,26	R\$ 144,47
Total Carvão Mineral	R\$ 13.320.544	R\$ 171.656.983

Programação de Reembolso dos Combustíveis Secundários		
Dado - Competência	dez-25	Base Anual - Competência
Dado - Caixa	jan-26	
Óleo Combustível A1 - Nº de Partidas "a Frio"/Ano	0,67	8,00
Consumo OC/ Partida "a Frio" (t)	200,00	200,00
Consumo OC/ Partida "a Frio" (kg)	200.000,00	200.000,00
Óleo Combustível A1 - Nº de Partidas "a Quente"/Ano	1,00	12,00
Consumo OC/ Partida "a Quente" (t)	150,00	150,00
Consumo OC/ Partida "a Quente" (kg)	150.000,00	150.000,00
Projeção de Preço ANP OC (R\$/kg)	R\$ 3,15	R\$ 3,09
Eficiência Energética	100,00%	100,00%
Total Óleo Combustível	R\$ 892.893,58	R\$ 10.506.000,00
Óleo Diesel - Nº de Partidas "a Frio"/Ano	0,67	8,00
Consumo OD/ Partida "a Frio" (m³)	60,00	60,00
Consumo OD/ Partida "a Frio" (L)	60.000,00	60.000,00
Óleo Diesel - Nº de Partidas "a Quente"/Ano	1,00	12,00
Consumo/ Partida "a Quente" (m³)	45,00	45,00
Consumo OD/ Partida "a Quente" (L)	45.000,00	45.000,00
Projeção de Preço ANP (R\$/L)	R\$ 4,00	R\$ 3,76
Eficiência Energética	100,00%	100,00%
Total Óleo Diesel	R\$ 340.000,08	R\$ 3.835.200,00
Total Combustível Secundário	R\$ 1.232.893,66	R\$ 14.341.200,00

Tabela 10 - Previsão de Reembolso de Carvão Mineral - Âmbor

B.V - Previsão reembolso de Carvão Mineral - Diamante

Programa de Reembolso Total		
Dado - Competência	dez-25	Base Anual - Competência³
Dado - Caixa	jan-26	
Carvão Mineral	R\$ 85.010.115,72	R\$ -
Óleo Diesel	R\$ 1.466.964,05	R\$ -
Óleo Combustível	R\$ -	R\$ -
Limite de Reembolso	R\$ 114.115.071,48	R\$ 1.369.380.857,72
Sub Total	R\$ 86.477.079,77	R\$ -
Total	R\$ 86.477.079,77	R\$ -

Programação de Reembolso de Carvão Mineral Nacional		
Dado - Competência	dez-24	Base Anual - Competência
Dado - Caixa	jan-25	
Compra Mínima - Contrato (t)	200.000,00	2.400.000,00
Compra Mínima - Contrato 2002 (t)	583.333,33	7.000.000,00
Cobertura Eficiência Energética	95,38%	92,09%
Qcompra_eficiente - Compra mínima eficiente (t)	190.759,62	-
Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (t) (E _{a-1})	-	-
Estoque Estratégico do beneficiário(t) a ser devolvido com o fim do reembolso	-	400.000,00
Quantidade de Carvão Consumida do Estoque Estratégico (t)²	-	-
Quantidade Efetiva - Qefetiva (t)	190.759,62	-
Preço do Carvão (R\$/t)¹	R\$ 445,64	R\$ 471,67
Total Carvão Mineral	R\$ 85.010.116	R\$ -

Programação de Reembolso dos Combustíveis Secundários		
Dado - Competência	dez-25	Base Anual - Competência
Dado - Caixa	jan-26	
Óleo Combustível A1 - Nº de Paridas "a Frio"/Ano	-	-
Consumo OC/ Partida "a Frio" (t)	-	-
Consumo OC/ Partida "a Frio" (kg)	-	-
Óleo Combustível A1 - Nº de Paridas "a Quente"/Ano	-	-
Consumo OC/ Partida "a Quente" (t)	-	-
Consumo OC/ Partida "a Quente" (kg)	-	-
Projeção de Preço ANP OC (R\$/kg)	R\$ 3,62	R\$ -
Eficiência Energética	95,38%	92,09%
Total Óleo Combustível	-	-
Óleo Diesel - Nº de Partidas "a Frio"/Ano	3,75	-
Consumo OD/ Partida "a Frio" (m³)	50,00	-
Consumo OD/ Partida "a Frio" (L)	50.000,00	-
Óleo Diesel - Nº de Partidas "a Quente"/Ano	3,75	-
Consumo/ Partida "a Quente" (m³)	50,00	-
Consumo OD/ Partida "a Quente" (L)	50.000,00	-
Projeção de Preço ANP (R\$/L)	R\$ 4,10	R\$ -
Eficiência Energética	95,38%	92,09%
Total Óleo Diesel	R\$ 1.466.464,43	R\$ -
Total Combustível Secundário	R\$ 1.466.464,43	R\$ -

Tabela 11 – Previsão de Reembolso de Carvão Mineral - Diamante

B.VI - Apuração Ea-1 – Carvão Mineral

Diamante				
Data²	Compra Mínima Eficiente(t)	Compra Mínima	Consumo¹ SCD (t)	Carvão não consumido (Ano) (t)
jan-25	190.760	200.000	158.560	32.200,0
fev-25	190.760	200.000	273.848	-50.888
mar-25	190.760	200.000	151.659	-11.787
abr-25	190.760	200.000	148.136	30.837
mai-25	190.760	200.000	157.177	64.420
jun-25	190.760	200.000	274.704	-19.525
jul-25	190.760	200.000	314.942	-143.707
ago-25	190.760	200.000	212.612	-165.559
set-25	190.760	200.000	103.476	-78.275
out-25	190.760	200.000	200.000	-87.516
nov-25	190.760	200.000	200.000	-96.756
dez-25	190.760	200.000	200.000	0

Âmbar				
Data²	Compra Mínima Eficiente(t)	Compra Mínima	Consumo¹ SCD (t)	Carvão não consumido (Ano) (t)
jan-25	97.046	100.000	486	96.560
fev-25	0	0	0	96.560
mar-25	0	0	0	96.560
abr-25	0	0	0	96.560
mai-25	0	0	0	96.560
jun-25	97.046	100.000	203.220	-9.614
jul-25	97.046	100.000	151.561	-64.129
ago-25	97.046	100.000	147.695	-114.778
set-25	97.046	100.000	137.592	-155.324
out-25	97.046	100.000	203.112	-261.390
nov-25	97.046	100.000	196.560	-360.904
dez-25	97.046	100.000	203.112	0

Tabela 12 - Apuração do Ea-1 - Carvão Mineral

B.VII - Índices de Eficiência Energética das Usinas a Carvão Mineral

Diamante - Complexo Jorge Lacerda		CGT Eletrosul - Candiota III	
Potência Complexo	857 MW	Potência Usina	350 MW
$\eta_{\text{ref ponderado (REN)}}$	33,65%	η_{ref}	35,00%
$\eta_{\text{complexo (Medição)}}$	30,98%	η_{usina}	40,12%
η_{aplicada}	92,09%	η_{aplicada}	100,00%

Resumo Eficiência - Medição

EMPRESA	USINA	(MW)	(η_{usina}) 2025	(η_{usina}) 2024
CGTEE	Candiota III	350	40,12%	34,27%
DIAMANTE GERAÇÃO	Jorge Lacerda A1	100	25,44%	26,04%
DIAMANTE GERAÇÃO	Jorge Lacerda A2	132	29,03%	31,14%
DIAMANTE GERAÇÃO	Jorge Lacerda B	262	28,17%	29,42%
DIAMANTE GERAÇÃO	Jorge Lacerda C	363	33,55%	34,32%
DIAMANTE GERAÇÃO	COMPLEXO JORGE LACERDA	857	30,98%	32,09%
DIAMANTE	COMPLEXO JORGE LACERDA (	-	30,26%	31,37%

* Utilizados os dados da contabilização de janeiro/2025 a agosto/2025

Tabela 13 - Índices de Eficiência Energética - Usinas a Carvão Mineral

B.VIII - Projeção do reembolso de Carvão Mineral – Competência

Resumo Competência - janeiro a dezembro de 2026	
	Âmbar
Compra Mínima - Contrato (t)	1.200.000,00
Compra Mínima - Contrato 2002 (t)	1.600.000,00
Cobertura Eficiência Energética	1,00
Qcompra_eficiente - Compra mínima eficiente (t)	1.200.000,00
Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (t) (E _{at})	-
Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (t) (E _{at}) - Referente a 2024	- 11.815,72
Estoque Estratégico do beneficiário(t)	100.000,00
Quantidade de Carvão Consumida do Estoque Estratégico (t) ¹	-
Quantidade Efetiva - Qefetiva (t)	1.188.184,28
Preço do Carvão - Inclui Transporte (R\$/t) ²	R\$ 144,47
Reembolso de carvão mineral	R\$ 171.656.982,93
Reembolso de combustível secundário	R\$ 14.341.200,00
Limite de Reembolso	R\$ 250.730.234,46
Reembolso total	R\$ 185.998.182,93
Fiscalização Financeira - parcelas estimadas (DSP 2616/2020 e DSP 3420/2023)	-R\$ 38.696.194,64
Total Anual	R\$ 147.301.988,29

Tabela 14 - Reembolso de Carvão Mineral - Competência

9.3. ANEXO C – CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS – CCC

C.I - Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados

Os dados do PEN Sisol 2026 estão publicados no site do [ONS](#):



Figura 6 - PEN SISOL - ONS

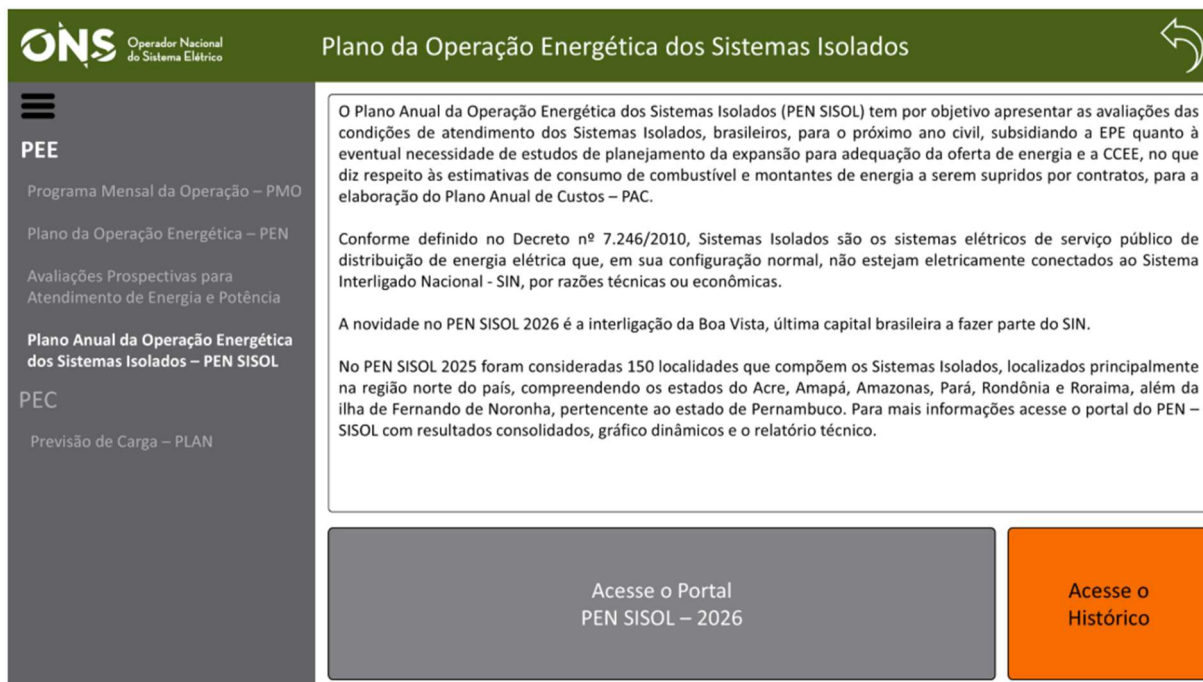


Figura 5 - Planejamento Energético - ONS

C.II – Característica dos contratos

Os contratos utilizados na elaboração do PAC CCC estão especificados a seguir junto a seus resultados para composição da proposta orçamentária.

- **CCVEE:** Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, firmados entre beneficiários da CCC e geradores de energia, definidos pelo preço de venda de energia;

CCVEE							
Beneficiário	Nº Contrato	Adita-Ment o	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato (Final)	Fornecedor	Usina	Preço da Energia _{Améd} [R\$/MWh]
AMAZONAS	87.495	1º TA	14/05/2013	01/03/2027	ELETRONORTE	UHE BALBINA	450,14
ENERGISA MT	312	2º TA	05/01/2003	04/01/2028	MAGGI ENERGIA	PCH SANTA LÚCIA II	430,46
ENERGISA MT	802	1º TA	01/07/2004	09/09/2027	SALTO DARDANELOS	PCH FAXINAL II	383,64
ENERGISA MT	62/2005	4º TA	01/11/2005	10/12/2027	JURUENA ENERGIA	UHE ARIPUANÃ	802,16
ENERGISA MT	669/2000	1º TA	01/06/2000	31/05/2030	MAGGI ENERGIA	PCH SANTA LÚCIA	472,66
ENERGISA MT	82/1996	2º TA	08/08/1996	07/08/2026	SALTO DARDANELOS	PCH FAXINAL I	484,32
ENERGISA MT	956/99	1º TA	14/02/2000	09/09/2029	HIDRECOM	PCH RIO PRATA	464,86
ENERGISA MT	956/99	1º TA	14/02/2000	09/09/2029	HIDRECOM	CGH MARGARIDA	464,86
ENERGISA MT	956/99	1º TA	14/02/2000	09/09/2029	HIDRECOM	CGH MASUTTI	464,86
ENERGISA RO	53	3º TA	20/03/2006	19/03/2026	HIDROLUZ	PCH SALDANHA	98,38
ENERGISA RO	324	3º TA	01/11/2006	31/10/2026	HIDROELETICA CHUPINGUAIA	PCH CASCATA CHUPINGUAIA	373,84
ENERGISA RO	327	2º TA	23/11/2006	31/05/2028	MARTINUV	CGH MARTINUV	246,95
EQUATORIAL PA	81	3º TA	20/12/2004	19/12/2032	CURUA ENERGIA	PCH SALTO CURUÁ	441,17
EQUATORIAL PA	82	4º TA	20/12/2004	19/12/2032	BURITI ENERGIA	PCH SALTO BURITI	441,17

¹ Os contratos da Energisa MT (312, 669 e 82) possuem limitação de preços pelo VN.

*Amédia: Atualização média

Tabela 15 - Contratos CCVEE

- **CCVEE Gás Natural:** Contrato firmado entre a Amazonas Energia e a J&F que inclui os custos de energia e combustível. O combustível utilizado na geração de energia dos respectivos contratos é o gás natural, onde os custos são compostos por: commodity, transporte, margem e ramal termoeletrico;

CCVEE GÁS NATURAL									
Beneficiário	Nº Contrato	Adita-Mento	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato (Final)	Fornecedor	Usina	Potência Contratada [MW]	Preço O&M ou RF + O&M [R\$/MWh]	Preço Parcela Combustível _{Améd} [R\$/MWh]
AMAZONAS	06/2018	1º TA	02/05/2018	30/11/2030	J&F	ANAMÃ	2,14	633,34	833,45
AMAZONAS	07/2018	1º TA	02/05/2018	30/11/2030	J&F	ANORI	4,52	633,34	788,38
AMAZONAS	08/2018	1º TA	02/05/2018	30/11/2030	J&F	CAAPIRANGA	2,14	633,34	798,87
AMAZONAS	09/2018	1º TA	02/05/2018	30/11/2030	J&F	CODAJÁS	5,43	633,34	808,52

Tabela 16 - Contratos CCVEE Gás Natural

- **CCESI Leilão:** Contratos destinados à comercialização de energia elétrica no Sisol, proveniente de empreendimentos de geração existentes ou futuros, devendo ser celebrado por cada concessionária ou autorizada de geração vencedora de processo licitatório com cada

distribuidora compradora. Os contratos são compostos por: receita fixa, Custo Variável Unitário - CVU, fator de conversão, montante de energia, preço de referência da ANP e seus componentes;

CCESI Leilão										
Beneficiário	Nº Contrato	Adita- mento	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato (Final)	Fornecedor	RAF _{Améd} [R\$/MWh]	O&M _{Amédia} [R\$/MWh]	Comb [R\$/MWh] + Plog [R\$/l]	Preço da Energia _{Améd} [R\$/MWh]	Nº Usinas
AMAZONAS	001/2019	-	01/07/2019	30/11/2030	J&F	395,17	25,87	-	421,04	1
AMAZONAS	109.423/2017	4ª TA	11/12/2018	07/04/2031	VP FLEXGEN	227,71	25,83	1.388,25	1.641,79	3
AMAZONAS	109.424/2017	-	11/12/2018	10/12/2033	CONSÓRCIO GERAÇÃO AMAZONAS	1.222,26	37,74	1.429,56	2.689,56	15
AMAZONAS	109.425/2017	-	11/12/2018	29/02/2036	VP FLEXGEN	66,22	92,65	1.439,44	1.598,31	1
AMAZONAS	109.426/2017	-	11/12/2018	10/12/2033	POWERTECH	91,48	52,31	1.415,83	1.559,62	7
AMAZONAS	109.432/2017	4ª TA	11/12/2018	13/11/2034	VP FLEXGEN	76,22	92,50	1.393,34	1.562,05	1
AMAZONAS	109.433/2017	-	11/12/2018	10/12/2033	CONSÓRCIO GERAÇÃO AMAZONAS	1.919,51	42,02	1.415,57	3.377,11	15
AMAZONAS	109.438/2017	-	11/12/2018	30/11/2033	OLIVEIRA ENERGIA	433,18	71,69	1.371,62	1.876,49	15
AMAZONAS	109.439/2017	7ª TA	11/12/2018	07/01/2030	OLIVEIRA ENERGIA	537,14	56,42	1.288,20	1.881,76	6
AMAZONAS	109.440/2017	-	11/12/2018	10/12/2033	OLIVEIRA ENERGIA	252,07	66,16	1.357,23	1.675,46	20
EQUATORIAL AP	098/2015	2ª TA	12/06/2015	12/07/2025	OIAPOQUEI¹	887,00	25,85	1.442,71	2.355,57	1
EQUATORIAL PA	01/2016	21ª TA	18/07/2016	28/02/2028	ENERGY ASSETS DO BRASIL LTDA.	887,00	25,85	1.442,71	2.355,57	9
EQUATORIAL PA	01/2016	21ª TA	18/07/2016	30/09/2024	SOENERGY - SISTEMAS INTERNACIONAIS DE ENERGIA S/A	249.366,32	43,71	1.546,74	250.956,76	5
ENERGISA AC	217/2015	-	16/12/2015	30/03/2031	AMAZONBIO	2.979,96	70,64	1.482,76	4.533,35	4
ENERGISA RO	118/2015	2ª TA	21/10/2015	25/03/2031	BRASIL BIO FUELS	1.314,83	43,39	1.579,02	2.937,24	10
RORAIMA	01/2019	-	01/12/2019	27/06/2028	OLIVEIRA ENERGIA S.A	100,57	168,43	1.298,47	1.567,47	1
RORAIMA	5/2019	-	22/11/2029	27/06/20236	PALMAPLAN ENERGIA SPE	298,95	36,54	1.386,34	1.721,82	1
RORAIMA	01/2021	-	02/12/2021	31/03/2028	USINA XAVANTES	78.639,97	35,44	1.100,13	79.775,54	3

¹ O contrato é atendido por uma geração híbrida.

Tabela 17 - Contratos CCESI Leilão

- **CCESI Fontes Renováveis:** Contratos destinados à comercialização de energia elétrica no Sisol que utilizam fontes renováveis para geração, devendo ser celebrado por cada concessionária ou autorizada de geração vencedora de processo licitatório com cada distribuidora compradora. Os contratos são compostos por: receita fixa, parcela variável (custo do combustível e custo O&M) e montante de energia.

CCESI Fontes Renováveis											
Beneficiário	Nº Contrato	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato (Final)	Fornecedor	Inflexibilidade e Contratual [MW méd]	Potência disponibilidade e [MW]	Receita Fixa - RFComb ^{Amédia} [R\$]	Receita Fixa - RFDemais ^{Amédia} [R\$]	Ccomb ^{Amédia} [R\$/MWh]	O&Mvar ^{Amé dia} [R\$/MWh]	Nº Usinas
ENERGISA RO	1	01/01/2022	31/03/2038	CONSÓRCIO BBF ENERGIA RONDÔNIA	-	1,03	0,06	-	570,70	49,66	2
RORAIMA	3	22/11/2019	27/06/2036	BRASIL BIO FUELS	6,66	17,62	1,65	4.126.859,85	849,47	57,52	1
RORAIMA	4	22/11/2019	27/06/2036	BRASIL BIO FUELS	25,71	56,22	6,37	20.174.967,47	1.074,95	52,01	1
RORAIMA	6	28/02/2020	27/06/2036	BONFIM GERAÇÃO	4,08	10,00	1,01	376.326,66	126,31	448,76	1
RORAIMA	7	28/02/2020	27/06/2036	CANTÁ GERAÇÃO	4,08	10,00	1,01	376.326,66	126,31	448,76	1
RORAIMA	8	28/02/2020	27/06/2036	PAU RAINHA GERAÇÃO	4,08	10,00	1,01	376.326,66	126,31	448,76	1
RORAIMA	9	28/02/2020	27/06/2036	SANTA LUZ GERAÇÃO	4,08	10,00	1,01	376.326,66	126,31	448,76	1

Tabela 18 - Contratos CCESI Fontes Renováveis

- **CCESI Gás Natural:** Contratos destinados à comercialização de energia elétrica no Sisol que utilizam combustível gás natural para geração, devendo ser celebrado por cada concessionária ou autorizada de geração vencedora de processo licitatório com cada distribuidora compradora. Os contratos são compostos por: receita fixa, parcela variável (custo do combustível e custo O&M) e montante de energia.

CCESI Gás Natural											
Beneficiário	Nº Contrato	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato (Final)	Fornecedor	Potência disponibilidade [MW]	Receita Fixa - RFDemais _{Améd} [R\$]	i [L/MWh]	Parâmetro F	Ccomb _{Améd} [R\$/MWh]	O&M _{Améd} [R\$/MWh]	Preço de Referência _{Améd} [R\$/MWh]
RORAIMA	2	01/11/2019	27/06/2036	AZULÃO GERAÇÃO DE ENERGIA	126,29	52.712.329,24	10,00	12,39	182,56	112,13	910,27

Tabela 19 - Contrato CCEI Gás Natural

- **Contrato de Gás Natural:** Contrato firmado entre a Eletronorte (Amazonas GT) e fornecedores. Tem como base geral as parcelas de commodity, transporte, margem e ramal termoeletrico, calculadas sobre o consumo de Gás Natural. Além destes, o contrato possui cláusulas do tipo *Take-or-Pay* e *Ship-or-Pay* que preveem o pagamento pelo comprador de volumes mínimos pré-estabelecidos de gás natural, independentemente de sua utilização;

Contrato de Gás Natural									
Beneficiário	Nº Contrato	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato (Final)	Fornecedor	Preço [R\$/m ³]				Nº Usinas
					Commodity _{Amédia}	Transporte _{Amédia}	Margem _{Amédia}	Ramal Termoeletrico	
J&F	1.902	01/06/2006	01/06/2030	Cigás	0,3382	1,0692	0,0523	0,0895	12

* As atualizações do reajuste são realizadas anualmente no mês de referência determinado em contrato.

**Amédia: Atualização média

Tabela 20 - Contrato de Gás Natural

- **Contrato de Frete:** Contratos firmados entre o beneficiário e seus fornecedores para transporte de combustível que será utilizado para fins de geração elétrica;

Contrato de Frete									
Tipo de Contrato	Beneficiário	Nº Contrato	Adi-mento	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato ¹ (Final)	Fornecedor	Nº Usinas	Preço Frete _{Améd} [R\$/l]	Valor Mensal _{Améd} ² [R\$]
Marítimo	NEOENERGIA PE	4600069599/2022	-	01/11/2022	31/10/2026	ALFAMARES	1	2,62	-
Terrestre	NEOENERGIA PE	4600069599/2022	-	01/11/2022	31/10/2026	ALFAMARES	1	0,21	-
Marítimo	NEOENERGIA PE	4600068787/2022	-	24/10/2022	23/10/2026	AGEMAR	1	3,82	-
Terrestre	NEOENERGIA PE	4600068787/2022	-	24/10/2022	23/10/2026	AGEMAR	1	0,30	-
Terrestre	RORAIMA	4600002688/2024	-	17/06/2024	17/09/2025	LUCAS E ZANDONATO	21	1,44	34.828,63
Fluvial	RORAIMA	4600002462/2023	-	16/11/2023	16/02/2025	TRANSRIOS TRANSPORTES	14	1,35	98.819,00

* As atualizações do reajuste são realizadas anualmente no mês de referência determinado em contrato. Utilizando-se sempre o índice do mês anterior a data fim.

¹ Contratos da Roraima postergados até que ocorra entrada em operação comercial de todas usinas do contrato CCEI.

² Estimativa considerando a quantidade de viagens constantes no contrato para cada usina por mês.

** Energisa MT: na cobrança de combustível está incluso o preço do frete.

***Amédia: Atualização média

Tabela 21 - Contratos de Frete

- **Contrato de Locação Lote e Disponibilidade:** Contratos firmados entre o beneficiário e seus fornecedores para locação de unidades geradoras.

Contrato de Locação - Lote										
Beneficiário	Nº Contrato	Lote do Contrato	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato ¹ (Final)	Adi- mento	Fornecedor	Usina	Potência Total do Lote _{Amédia} [kW]	Tarifa _{Amédia} [R\$/MWh]	Valor Tarifa _{Amédia} [R\$/h]
AMAZONAS	93.159	1 e 2	04/08/2014	04/03/2025	14º TA	OLIVEIRA ENERGIA	RIO PRETO DA EVA	3.000,00	153,08	459,24
AMAZONAS	93.159	6	04/08/2014	04/03/2025	14º TA	OLIVEIRA ENERGIA	ITAPIRANGA	-	157,90	-
AMAZONAS	93.159	6	04/08/2014	04/03/2025	14º TA	OLIVEIRA ENERGIA	SILVES	-	157,90	-
AMAZONAS	101.129	1	29/02/2016	29/03/2025	13º TA	OLIVEIRA ENERGIA	SILVES	-	179,25	-
AMAZONAS	101.129	2	29/02/2016	29/03/2025	13º TA	OLIVEIRA ENERGIA	RIO PRETO DA EVA	3.000,00	191,33	573,98
AMAZONAS	101.129	4	29/02/2016	29/03/2025	13º TA	OLIVEIRA ENERGIA	CAMARUÃ	400,00	354,07	141,63
AMAZONAS	101.129	1	29/02/2016	29/03/2025	13º TA	OLIVEIRA ENERGIA	ITAPIRANGA	-	179,25	-
AMAZONAS	101.130	3	09/03/2016	09/03/2025	10º TA	AGGREKO ENERGIA	RIO PRETO DA EVA	2.700,00	154,84	418,07
AMAZONAS	105.362	3	10/03/2017	10/03/2025	7º TA	OLIVEIRA ENERGIA	SILVES	-	118,74	-
AMAZONAS	107.315	1	04/07/2017	04/02/2025	8º TA	GOPOWER	CAMARUÃ	100,00	155,52	15,55
AMAZONAS	107.315	2	04/07/2017	04/02/2025	8º TA	GOPOWER	ITAPIRANGA	-	143,61	-
AMAZONAS	109.035	1	16/11/2017	16/03/2025	7º TA	GOPOWER	RIO PRETO DA EVA	5.400,00	95,36	514,94

¹ Contratos de locação postergados até que todas as usinas de geração própria sejam desmobilizadas.

*Amédia: Atualização média

Tabela 22 - Contratos de Locação - Lote

Contrato de Locação - Disponibilidade									
Beneficiário	Nº Contrato	Adi- mento	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato ² (Final)	Fornecedor	Usina	Potência Mensal Contratada [kW]	CMO - Custo de Manutenção e Operação Variável _{Améd} [R\$/MWh]	CMI - Custo Médio de Manutenção e Operação Fixo ¹ _{Améd} [R\$/I]
RORAIMA	10211/2014 ¹	8º TA	04/04/2014	28/05/2026	OLIVEIRA ENERGIA	UTE MONTE CRISTO	82,85	42,18	10.445.088,95
RORAIMA	13258/2019 ¹	7º TA	22/03/2019	31/03/2026	AGGREKO ENERGIA	UTE MONTE CRISTO	28,50	39,53	2.981.176,78
RORAIMA	11246/2016	2º TA	19/10/2016	24/01/2026	OLIVEIRA ENERGIA	UTE FLORESTA	12,83	0,12	3.385.576,87
RORAIMA	13437/2019 ¹	6º TA	01/08/2019	28/04/2026	SOENERGY	UTE DISTRITO	20,00	19,11	2.233.948,18
RORAIMA	13467/2019	6º TA	21/06/2019	30/04/2026	OLIVEIRA ENERGIA	UTE DISTRITO	20,00	25,16	2.398.689,64
RORAIMA	14238/2019 ¹	-	18/10/2019	29/12/2025	OLIVEIRA ENERGIA	COM. IND. SURUMÜ	0,40	290,19	450,78
RORAIMA	14238/2019 ¹	-	18/10/2019	24/01/2027	OLIVEIRA ENERGIA	VILA SANTA MARIA DO BOIAÇÚ	0,40	290,19	450,78
AMAZONAS	4.600.002.039	2º TA	00/01/1900	31/12/2025	OLIVEIRA ENERGIA	MANICORÉ II	14,00	64,34	1.286.025,84

* As atualizações do reajuste são realizadas anualmente no mês de referência determinado em contrato.

**Vigências contratuais considerando as informações de previsões enviadas pela empresa.

***Amédia: Atualização média

¹ Contratos que incluem o CMI - Custo Mensal de Implantação.

² Contratos da locação postergados até que ocorra a entrada em operação comercial de todas usinas do contrato CCEI em substituição às usinas de geração própria.

Tabela 23 - Contratos de Locação - Disponibilidade

C.III - Custo Total de Despesa Acessória por Beneficiários



NEOENERGIA PE

Contas Setoriais CCC
Custo de Despesa Acessória por Beneficiário 2026

DESPESAS ACESSÓRIAS - FRETE				
Usina / Localidade	Combustível Transportado [L]	Despesa Acessória Líquida [R\$]	PIS/COFINS Não Recuperado [R\$]	Custo Total Despesa Acessória [R\$]
TUBARÃO	38.107,61	34.070.627,89	-	34.070.627,89
Total	38.107,61	34.070.627,89	-	34.070.627,89

RORAIMA

DESPESAS ACESSÓRIAS - FRETE				
Usina / Localidade	Combustível Transportado [L]	Despesa Acessória Líquida [R\$]	PIS/COFINS Não Recuperado [R\$]	Custo Total Despesa Acessória [R\$]
COM .IND. MARACANÃ	-	-	-	-
COM .IND. MONTE MURIÁ II	10,62	443,54	45,21	488,75
COM. IND. ÁGUA FRIA	168,95	92.192,71	9.397,05	101.589,77
COM. IND. CAJU	14,50	270,10	27,53	297,63
COM. IND. CANAVIAL	-	-	-	-
COM. IND. CARAPARÚ III	1,90	-	-	-
COM. IND. CARAPARÚ IV	5,95	400,52	40,82	441,34
COM. IND. CATUAL	-	-	-	-
COM. IND. COBRA	-	-	-	-
COM. IND. ENSEADA	-	-	-	-
COM. IND. ENTRONCAMENTO	22,90	28.016,84	2.855,71	30.872,55
COM. IND. FELIZ ENCONTRO	107,85	21.895,34	2.231,76	24.127,09
COM. IND. JATAPUZINHO	-	-	-	-
COM. IND. MARACÁ	-	-	-	-
COM. IND. MATURUCA	48,81	18.193,42	1.854,43	20.047,85
COM. IND. MONTE MURIÁ I	11,05	9.077,12	925,22	10.002,34
COM. IND. MUTUM	44,40	127.433,59	12.989,10	140.422,68
COM. IND. NOVA ALIANÇA	-	-	-	-
COM. IND. PERDIZ	10,63	1.625,18	165,65	1.790,83
COM. IND. SABIÁ	9,95	2.379,57	242,55	2.622,11
COM. IND. SANTA CREUZA	12,96	1.005,19	102,46	1.107,64
COM. IND. SANTA ROSA	26,64	447,41	45,60	493,01
COM. IND. SOMA	-	-	-	-
COM. IND. SURUMÚ	2.618,71	2.027.602,62	206.670,24	2.234.272,86
COM. IND. WAY WAY SAMAÚMA	-	-	-	-
VILA CAICUBI	342,35	168.635,61	17.188,75	185.824,37
VILA LAGO GRANDE	14,92	8.487,95	865,16	9.353,11
VILA SANTA MARIA DO BOIAÇÚ	1.130,34	525.027,28	53.515,18	578.542,46
Total	4.956,02	3.225.028,19	328.721,88	3.553.750,07

C.IV – Custo de Óleo Diesel por Beneficiários



AMAZONAS

Contas Setoriais CCC
Custo de Combustível por Beneficiário 2026

ÓLEO DIESEL - OD									
Usina	Qtd. Combustível [L]		Preço Líq. [R\$/L]	Custo Eficiente [R\$]			Custo Ineficiente [R\$]		
	Eficiente	Inefic.		CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb
CAMARUÁ	533.648,81	-	4,3891	2.341.532,59	843.326,33	3.184.858,92	-	-	-
RIO PRETO DA EVA	7.933.056,00	-	4,3891	34.821.339,64	12.537.934,78	47.359.274,42	-	-	-
Total				37.162.872,23	13.381.261,11	50.544.133,34	-	-	-

VIBRA ENERGIA

ÓLEO DIESEL - OD									
Usina	Qtd. Combustível [L]		Preço Líq. [R\$/L]	Custo Eficiente [R\$]			Custo Ineficiente [R\$]		
	Eficiente	Inefic.		CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb
UTE ALCOA BENEFICIAMENTO	13.531.079,00	-	4,0524	54.841.466,59	20.921.466,52	75.762.933,11	-	-	-
UTE ALCOA PORTO	2.553.226,00	-	4,0524	10.347.019,21	3.947.620,76	14.294.639,97	-	-	-
Total				65.188.485,81	24.869.087,28	90.057.573,09	-	-	-

NEOENERGIA PE

ÓLEO DIESEL - OD									
Usina	Qtd. Combustível [L]		Preço Líq. [R\$/L]	Custo Eficiente [R\$]			Custo Ineficiente [R\$]		
	Eficiente	Inefic.		CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb
TUBARÃO	10.784.453,34	-	3,5129	37.896.541,59	16.082.197,94	53.978.739,53	-	-	-
Total				37.896.541,59	16.082.197,94	53.978.739,53	-	-	-

RORAIMA

ÓLEO DIESEL - OD									
Usina	Qtd. Combustível [L]		Preço Líq. [R\$/L]	Custo Eficiente [R\$]			Custo Ineficiente [R\$]		
	Eficiente	Inefic.		CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb
COM. IND. ÁGUA FRIA	58.962,06	-	4,1159	242.598,88	91.535,44	334.134,31	-	-	-
COM. IND. CARAPARÚ IV	2.403,57	-	4,1159	9.899,74	3.732,46	13.632,20	-	-	-
COM. IND. MATURUCA	19.721,00	-	4,1159	80.941,95	30.595,41	111.537,36	-	-	-
COM. IND. MONTE MURIA I	4.462,86	-	4,1159	18.316,55	6.923,68	25.240,23	-	-	-
COM. IND. SANTA CREUZA	5.234,45	-	4,1159	21.470,49	8.119,41	29.589,90	-	-	-
COM. IND. SURUMU	861.554,99	-	4,1159	3.533.725,73	1.336.383,01	4.870.108,74	-	-	-
COM. IND. CAJU	5.858,34	-	4,1159	24.101,90	9.094,54	33.196,43	-	-	-
COM. IND. CARAPARÚ III	767,56	-	4,1159	3.148,52	1.190,62	4.339,14	-	-	-
COM. IND. MONTE MURIA II	4.290,10	-	4,1159	17.620,69	6.657,01	24.277,70	-	-	-
VILA CACHOEIRINHA	41.385,55	-	4,1159	170.263,19	64.247,09	234.510,28	-	-	-
VILA CAICUBI	119.481,64	-	4,1159	491.629,53	185.491,23	677.120,76	-	-	-
VILA REMANSO	7.090,20	-	4,1159	29.168,51	11.006,75	40.175,26	-	-	-
VILA S. F. DO BAIXO RIO BRANCO	4.814,29	-	4,1159	19.807,74	7.473,86	27.281,60	-	-	-
VILA SACAÍ	59.547,99	-	4,1159	245.032,28	92.447,37	337.479,65	-	-	-
VILA SANTA MARIA DO BOIAÇU	371.881,28	-	4,1159	1.530.491,33	577.365,41	2.107.856,74	-	-	-
VILA SANTA MARIA DO XERUINI	13.081,38	-	4,1159	53.914,97	20.317,49	74.232,47	-	-	-
VILA TERRA PRETA	10.001,88	-	4,1159	41.203,75	15.532,59	56.736,34	-	-	-
COM. IND. FELIZ ENCONTRO	37.639,28	-	4,1159	154.429,88	58.388,46	212.818,34	-	-	-
COM. IND. MUTUM	17.938,43	-	4,1159	73.783,54	27.846,01	101.629,56	-	-	-
COM. IND. PERDIZ	4.295,84	-	4,1159	17.632,39	6.664,70	24.297,09	-	-	-
COM. IND. SABIÁ	4.019,44	-	4,1159	16.513,36	6.237,46	22.750,82	-	-	-
COM. IND. SANTA ROSA	10.764,12	-	4,1159	44.295,68	16.711,41	61.007,09	-	-	-
COM. INDÍGENA ENTRONCAMENTO	9.253,10	-	4,1159	37.961,24	14.353,68	52.314,92	-	-	-
VILA LAGO GRANDE	6.027,37	-	4,1159	24.786,25	9.355,81	34.142,06	-	-	-
Total				6.902.738,10	2.607.670,89	9.510.408,99	-	-	-

C.V – Custo de Gás Natural por Beneficiários



Contas Setoriais CCC
Custo de Combustível por Beneficiário 2026

J&F

GÁS NATURAL - GN								
Usina	Quantidade de Combustível [m³]	Parcela Commodity [R\$/m³]	Parcela Transporte [R\$/m³]	Parcela Margem [R\$/m³]	Parcela Ramal [R\$/m³]	CT Líquido [R\$]	Tributos Não Rec. [R\$]	Custo Total Gás Natural [R\$]
APARECIDA	293.151.192,94	-	12,8300	0,6272	-	328.749.941,76	-	328.749.941,76
MAUÁ 3	946.925.626,63	-	12,8300	0,6272	-	1.061.915.405,53	300.188.100,50	1.362.103.506,04
PORAQUE	112.830.018,07	-	12,8300	0,6272	1,0735	136.626.331,52	-	136.626.331,52
JARAQUI	152.272.400,35	-	12,8300	0,6272	1,0735	184.387.220,99	-	184.387.220,99
PIRARUCU	147.285.894,78	-	12,8300	0,6272	1,0735	178.349.021,39	-	178.349.021,39
TUCUNARE	142.474.914,51	-	12,8300	0,6272	1,0735	172.523.475,55	-	172.523.475,55
TAMBAQUI	188.899.140,96	-	12,8300	0,6272	1,0735	228.738.658,69	-	228.738.658,69
Total						2.291.290.055,43	300.188.100,50	2.591.478.155,93

C.VI – Custo de Geração Própria por Beneficiários



AMAZONAS

Contas Setoriais CCC
Custo de Geração Própria por Beneficiário 2026

GERAÇÃO PRÓPRIA									
Usina / Localidade	Geração [MWh]	Receita de Geração Própria [R\$]		Custo Mensal Locação [R\$]	Receita de Locação [R\$]		CT Eficiente [R\$]	CT Ineficiente [R\$]	CT Geração Própria [R\$]
		O&M	RF (VGP)		REN 1016/2021	Contrato			
CAMARUÃ	1.622,03	471.198,11	-	1.376.887,35	731.948,36	731.948,36	1.203.146,48	644.938,99	1.848.085,46
MANICORÉ II	-	-	-	-	-	15.432.310,08	15.432.310,08	-	15.432.310,08
RIO PRETO DA EVA	28.032,00	8.135.706,92	-	17.224.239,71	12.637.820,91	12.637.820,91	20.773.527,82	4.586.418,81	25.359.946,63
Total				18.601.127,06	13.369.769,27	28.802.079,35	37.408.984,38	5.231.357,79	42.640.342,17

NEOENERGIA PE

GERAÇÃO PRÓPRIA									
Usina / Localidade	Geração [MWh]	Receita de Geração Própria [R\$]		Custo Mensal Locação [R\$]	Receita de Locação [R\$]		CT Eficiente [R\$]	CT Ineficiente [R\$]	CT Geração Própria [R\$]
		O&M	RF (VGP)		REN 1016/2021	Contrato			
TUBARÃO	38.107,61	11.065.109,19	-	-	-	-	11.065.109,19	-	11.065.109,19
Total				-	-	-	11.065.109,19	-	11.065.109,19

RORAIMA

GERAÇÃO PRÓPRIA									
Usina / Localidade	Geração [MWh]	Receita de Geração Própria [R\$]		Custo Mensal Locação [R\$]	Receita de Locação [R\$]		CT Eficiente [R\$]	CT Ineficiente [R\$]	CT Geração Própria [R\$]
		O&M	RF (VGP)		REN 1016/2021	Contrato			
ALTO JATAPU	46.981,44	497.659,44	23.287.008,45	-	-	-	23.784.667,90	-	23.784.667,90
COM. IND. ÁGUA FRIA	168,95	49.033,16	83.841,70	-	-	-	132.874,86	-	132.874,86
COM. IND. CARAPARUÍV	5,95	1.729,44	2.955,46	-	-	-	4.684,91	-	4.684,91
COM. IND. MATURUCA	48,81	14.141,92	-	-	-	-	14.141,92	-	14.141,92
COM. IND. MONTE MURIAÍ	11,05	3.197,86	5.478,61	-	-	-	8.676,48	-	8.676,48
COM. IND. SANTA CREUZA	12,96	3.750,03	6.428,87	-	-	-	10.178,89	-	10.178,89
COM. IND. CAJU	14,50	4.207,17	7.198,68	-	-	-	11.405,84	-	11.405,84
COM. IND. CARAPARUÍ III	1,90	550,49	941,68	-	-	-	1.492,18	-	1.492,18
COM. IND. MONTE MURIAÍ II	10,62	3.068,30	5.263,50	-	-	-	8.331,80	-	8.331,80
VILA CACHOEIRINHA	118,58	34.448,89	-	-	-	-	34.448,89	-	34.448,89
VILA CAICUBI	342,35	99.476,56	169.985,69	-	-	-	269.462,25	-	269.462,25
VILA REMANSO	17,55	5.084,97	-	-	-	-	5.084,97	-	5.084,97
VILA SACAÍ	147,40	42.812,08	-	-	-	-	42.812,08	-	42.812,08
VILA SANTA MARIA DO XERUINI	32,38	9.385,00	-	-	-	-	9.385,00	-	9.385,00
VILA TERRA PRETA	24,76	7.187,21	-	-	-	-	7.187,21	-	7.187,21
VILA S. F. DO BAIXO RIO BRANCO	11,92	3.461,25	-	-	-	-	3.461,25	-	3.461,25
COM. IND. FELIZ ENCONTRO	107,85	31.234,79	53.538,02	-	-	-	84.772,80	-	84.772,80
COM. IND. MUTUM	44,40	12.883,55	22.031,35	-	-	-	34.914,90	-	34.914,90
COM. IND. PERDIZ	10,63	3.082,34	5.277,78	-	-	-	8.360,13	-	8.360,13
COM. IND. SABIÁ	9,95	2.884,20	4.937,34	-	-	-	7.821,54	-	7.821,54
COM. IND. SANTA ROSA	26,64	7.736,51	13.227,20	-	-	-	20.963,71	-	20.963,71
COM. INDÍGENA ENTRONCAMENTO	22,90	6.629,43	11.361,69	-	-	-	17.991,12	-	17.991,12
VILA LAGO GRANDE	14,92	4.330,41	7.403,75	-	-	-	11.734,17	-	11.734,17
COM. IND. SURUMU	-	-	-	-	1.936.414,80	763.783,35	763.319,98	-	763.319,98
VILA SANTA MARIA DO BOIAÇU	-	-	-	-	839.035,73	334.007,79	334.007,79	-	334.007,79
FLORESTA	-	-	-	-	-	40.626.922,44	40.626.922,44	-	40.626.922,44
UTE DISTRITO - OLIVEIRA	-	-	-	-	-	28.784.275,73	28.784.275,73	-	28.784.275,73
UTE DISTRITO - SOENERGY	-	-	-	-	-	26.807.378,12	26.807.378,12	-	26.807.378,12
UTE MONTE CRISTO - OLIVEIRA	-	-	-	-	-	125.341.067,40	125.341.067,40	-	125.341.067,40
UTE MONTE CRISTO - AGGREKO	-	-	-	-	-	35.774.121,38	35.774.121,38	-	35.774.121,38
Total				-	2.775.450,53	258.431.556,20	282.965.947,62	-	282.965.947,62

C.VII – SIGFI



Contas Setoriais CCC
Custo de Geração Própria por Beneficiário 2026

AMAZONAS

SIGFI						
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI [R\$]
SIGFI 60	60	-	-	-	-	-
SIGFI 80	80	192.240	15.379	196.911.235,95	-	196.911.235,95
				196.911.235,95	-	196.911.235,95

EQUATORIAL AP

SIGFI						
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI [R\$]
SIGFI 60	60	30.900	1.854	23.460.254,16	-	23.460.254,16
SIGFI 80	80	40.454	3.236	41.067.341,93	-	41.067.341,93
SIGFI 180	180	576	104	1.321.562,63	-	1.321.562,63
				23.460.254,16	-	65.849.158,73

EQUATORIAL MA

SIGFI						
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI [R\$]
SIGFI 60	60	22.728	1.364	17.255.814,13	-	17.255.814,13
SIGFI 80	80	23.508	1.881	23.797.352,96	-	23.797.352,96
SIGFI 180	180	84	15	191.326,34	-	191.326,34
				17.255.814,13	-	41.244.493,44

ENERGISA AC

SIGFI						
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI [R\$]
SIGFI 45	45	14.124	636	8.042.539,56	-	8.042.539,56
SIGFI 60	60	-	-	-	-	-
SIGFI 80	80	127.216	10.177	129.053.463,05	-	129.053.463,05
SIGFI 160	160	7.076	1.132	14.348.985,10	-	14.348.985,10
				151.444.987,70	-	151.444.987,70

ENERGISA MT

SIGFI						
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI [R\$]
SIGFI 45	45	3.912	176	2.227.585,30	-	2.227.585,30
SIGFI 60	60	-	-	-	-	-
SIGFI 80	80	36.241	2.899	36.777.067,55	-	36.777.067,55
SIGFI 160	160	408	65	828.110,18	-	828.110,18
				39.832.763,04	-	39.832.763,04

ENERGISA RO

SIGFI						
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI [R\$]
SIGFI 45	45	4.812	217	2.740.066,58	-	2.740.066,58
SIGFI 60	60	-	-	-	-	-
SIGFI 80	80	31.128	2.490	31.511.145,27	-	31.511.145,27
SIGFI 160	160	120	19	242.954,09	-	242.954,09
				34.494.165,94	-	34.494.165,94

Energisa TO

SIGFI						
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI [R\$]
SIGFI 45	45	2.316	104	1.318.785,16	-	1.318.785,16
SIGFI 80	80	15.300	1.224	15.488.323,14	-	15.488.323,14
SIGFI 160	160	216	35	437.317,36	-	437.317,36
				17.244.425,66	-	17.244.425,66

EQUATORIAL PA

SIGFI						
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI [R\$]
SIGFI 45	45	151.884	6.835	86.486.340,86	-	86.486.340,86
SIGFI 60	60	310.044	18.603	235.395.179,36	-	235.395.179,36
SIGFI 80	80	382.332	30.587	387.865.934,08	-	387.865.934,08
SIGFI 90	90	744	67	847.302,38	-	847.302,38
SIGFI 180	180	7.824	1.408	17.820.682,39	-	17.820.682,39
				728.415.439,08	-	728.415.439,08

RORAIMA

SIGFI						
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI [R\$]
SIGFI 180	180	1.097	197	2.511.878,52	-	2.511.878,52
SIGFI 160	160	516	83	1.044.702,58	-	1.044.702,58
SIGFI 80	80	7.254	580	7.371.294,19	-	7.371.294,19
				8.415.996,77	-	10.927.875,30

C.VIII – MIGDI



ENERGISA AC

Contas Setoriais CCC
Custo de Geração Própria por Beneficiário 2026

MIGDI				
Usina / Localidade	Geração [MWh]	CT_GP MIGDI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP MIGDI [R\$]
UFV VILA RESTAURAÇÃO	310,33	3.930.251,26	-	3.930.251,26
Total				3.930.251,26

ENERGISA RO

MIGDI				
Usina / Localidade	Geração [MWh]	CT_GP MIGDI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP MIGDI [R\$]
MIGDI SANTO ANDRE	-	-	-	-
MIGDI CAVALCANTE	-	-	-	-
Total				-

RORAIMA

MIGDI				
Usina / Localidade	Geração [MWh]	CT_GP MIGDI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP MIGDI [R\$]
VILA SANTA MARIA DO XERUINI USINA 1	26,45	334.256,88	-	334.256,88
VILA SANTA MARIA DO XERUINI USINA 2	26,45	334.256,88	-	334.256,88
ITAQUERA P01	38,75	490.491,64	-	490.491,64
ITAQUERA P02	38,75	490.491,64	-	490.491,64
XIXUAÚ P01	15,27	193.751,22	-	193.751,22
REMANSO P01	35,86	453.103,63	-	453.103,63
REMANSO P02	35,86	453.103,63	-	453.103,63
CACHOEIRINHA P01	58,41	739.852,60	-	739.852,60
CACHOEIRINHA P02	58,41	739.852,60	-	739.852,60
CACHOEIRINHA P03	58,41	739.852,60	-	739.852,60
CACHOEIRINHA P04	58,41	739.852,60	-	739.852,60
CACHOEIRINHA P05	58,41	739.852,60	-	739.852,60
SACAÍ P01	24,54	310.841,28	-	310.841,28
SACAÍ P02	24,54	310.841,28	-	310.841,28
SACAÍ P03	24,54	310.841,28	-	310.841,28
SACAÍ P04	24,54	310.841,28	-	310.841,28
SACAÍ P05	24,54	310.841,28	-	310.841,28
VILA SANTA MARIA VELHA	16,78	212.572,45	-	212.572,45
LAGO GRANDE P01	23,71	300.120,52	-	300.120,52
LAGO GRANDE P02	23,71	300.120,52	-	300.120,52
TERRA PRETA P01	43,56	551.467,68	-	551.467,68
TERRA PRETA P02	43,56	551.467,68	-	551.467,68
TERRA PRETA P03	43,56	551.467,68	-	551.467,68
Total				10.470.141,43

C.IX – Custo de Contratação de Energia e Potência por Beneficiários



AMAZONAS

Contas Setoriais CCC
Custo de Contratação de Energia e Potência por Beneficiário 2026

CONTRATAÇÃO DE ENERGIA E POTÊNCIA				
Tipo de Contrato	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
CCESI	1.894.784,00	2.928.817.012,79	298.529.557,78	3.227.346.570,57
CCVEE	1.223.207,00	446.528.221,49	184.607.073,90	631.135.295,40
Total	3.117.991,00	3.375.345.234,28	483.136.631,68	3.858.481.865,96

EQUATORIAL AP

CONTRATAÇÃO DE ENERGIA E POTÊNCIA				
Tipo de Contrato	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
CCESI	60.030,00	128.301.752,47	13.077.589,09	141.379.341,56
CCVEE	-	-	-	-
Total	60.030,00	128.301.752,47	13.077.589,09	141.379.341,56

ENERGISA AC

CONTRATAÇÃO DE ENERGIA E POTÊNCIA				
Tipo de Contrato	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
CCESI	25.236,00	94.871.194,43	9.670.066,65	104.541.261,08
CCVEE	-	-	-	-
Total	25.236,00	94.871.194,43	9.670.066,65	104.541.261,08

ENERGISA MT

CONTRATAÇÃO DE ENERGIA E POTÊNCIA				
Tipo de Contrato	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
CCESI	-	-	-	-
CCVEE	180.386,00	70.430.904,60	7.178.907,63	77.609.812,23
Total	180.386,00	70.430.904,60	7.178.907,63	77.609.812,23

ENERGISA RO

CONTRATAÇÃO DE ENERGIA E POTÊNCIA				
Tipo de Contrato	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
CCESI	14.648,00	28.031.895,08	2.857.245,50	30.889.140,59
CCVEE	58.008,00	19.394.090,44	1.976.808,12	21.370.898,55
Total	72.656,00	47.425.985,52	4.834.053,62	52.260.039,14

EQUATORIAL PA

CONTRATAÇÃO DE ENERGIA E POTÊNCIA				
Tipo de Contrato	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
CCESI	140.916,00	257.290.989,28	4.561.401,83	261.852.391,11
CCVEE	305.945,00	122.296.888,23	2.092.961,32	124.389.849,55
Total	446.861,00	379.587.877,51	6.654.363,15	386.242.240,66

RORAIMA

CONTRATAÇÃO DE ENERGIA E POTÊNCIA				
Tipo de Contrato	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
CCESI	1.661.153,00	1.657.568.832,59	168.953.296,99	1.826.522.129,57
CCVEE	-	-	-	-
Total	1.661.153,00	1.657.568.832,59	168.953.296,99	1.826.522.129,57

C.X – CCESl por Beneficiários



AMAZONAS

Contas Setoriais CCC
Custo de Contratação de Energia e Potência por Beneficiário 2026

CCESl - CONTRATO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E POTÊNCIA NO SISTEMA ISOLADO						
Usina	Geração [MWh]	Receita Fixa [R\$]	Receita Variável [R\$]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
ALTEROSA - CGA	2.075,29	1.201.642,19	3.013.033,57	3.824.818,26	389.857,51	4.214.675,77
ALVARAES - CGA	16.717,80	5.703.135,90	23.920.771,75	26.883.696,19	2.740.211,46	29.623.907,65
AMATURÁ - CGA	-	-	-	-	-	-
APUI - POWERTECH	31.722,39	2.949.065,61	46.112.982,37	44.523.808,54	4.538.239,44	49.062.047,97
ARARAS - COE	1.130,70	80.075,68	1.844.721,63	1.746.753,56	178.043,75	1.924.797,31
AUGUSTO MONTENEGRO - COE	1.409,97	266.954,71	2.315.475,98	2.343.555,85	238.874,84	2.582.430,69
AUTAZES - VPTM	46.166,45	3.518.812,70	68.574.627,58	65.424.797,06	6.668.643,23	72.093.440,28
AUXILIADORA - POWERTECH	3.035,39	333.841,08	4.412.540,35	4.307.341,15	439.040,28	4.746.381,44
AXINIM - POWERTECH	3.054,17	222.424,68	4.440.701,83	4.231.787,31	431.339,20	4.663.126,51
BARCELOS - COE	22.086,31	16.968.322,34	28.538.171,74	41.297.143,38	4.209.350,70	45.506.494,08
BARREIRINHA - COE	26.537,21	14.037.836,83	34.110.225,30	43.694.366,39	4.453.695,75	48.148.062,14
BELEM DO SOLIMÕES - CGA	2.928,08	2.403.284,41	4.266.686,25	6.052.998,37	616.972,29	6.669.970,65
BENJAMIN CONSTANT + ATALAIA DO NORTE - CGA	49.267,75	13.458.392,65	74.874.256,72	80.161.879,30	8.170.770,07	88.332.649,37
BERURI - COE	18.694,53	9.256.693,01	24.349.999,25	30.498.073,22	3.108.619,03	33.606.692,25
BETÂNIA - CGA	1.896,61	2.622.027,86	2.737.416,50	4.863.695,76	495.748,60	5.359.444,36
BOA VISTA DOS RAMOS + CAMETÁ - COE	21.098,05	9.291.929,73	27.216.718,78	33.131.598,52	3.377.049,99	36.508.648,51
BOCA DO ACRE - COE	58.235,04	21.255.170,24	75.253.442,29	87.581.565,87	8.927.046,66	96.508.612,53
BORBA - VPTM	34.456,58	9.821.794,74	48.428.929,74	52.862.532,46	5.388.192,01	58.250.724,48
CABORÉ - COE	4.388,96	398.345,04	7.090.246,37	6.795.896,71	692.694,71	7.488.591,42
CAIAMBÉ - CGA	3.359,93	4.447.735,21	4.858.984,31	8.173.597,97	833.121,56	9.006.719,52
CAMPINAS - COE	1.442,95	393.772,40	2.175.176,88	2.351.321,47	237.627,81	2.588.949,28
CANUTAMA - COE	10.981,35	3.968.932,18	14.455.994,98	16.720.621,39	1.704.305,76	18.424.927,15
CARAUARI - CGA	35.754,95	11.877.605,36	54.113.910,05	59.887.300,23	6.104.215,18	65.991.515,41
CAREIRO DA VÁRZEA - COE	15.544,21	5.094.568,87	20.561.429,89	23.282.818,88	2.373.179,89	25.655.998,76
CARVOEIRO - COE	179,10	14.050,90	324.175,15	306.940,14	31.285,91	338.226,05
CASTANHO I - COE	48.029,79	17.798.330,06	62.115.376,25	72.521.688,48	7.392.017,83	79.913.706,32
CASTANHO II - COE	48.029,79	17.798.330,06	62.115.376,25	72.521.688,48	7.392.017,83	79.913.706,32
CAVIANA - COE	2.566,15	691.377,92	3.773.789,13	4.052.139,10	413.027,95	4.465.167,05
COARI - GÁS	135.525,70	53.555.593,99	3.506.203,53	137.244.103,51	13.989.068,40	151.233.171,91
CUCUI - COE	748,42	758.638,17	1.011.740,35	1.606.618,51	163.760,01	1.770.378,52
EIRUNEPÉ - CGA	33.647,65	9.954.564,48	50.241.363,27	54.627.804,43	5.568.123,32	60.195.927,75
ENVIRA - CGA	14.721,37	9.649.552,01	21.880.433,57	28.613.461,91	2.916.523,67	31.529.985,58
ESTIRÃO DO EQUADOR - CGA	578,18	3.604.926,60	847.970,12	4.041.003,78	411.892,95	4.452.896,72
FEIJÓAL - CGA	2.214,67	3.204.379,20	3.228.791,59	5.838.102,49	595.068,30	6.433.170,79
FONTE BOA - CGA	33.340,41	7.613.604,98	47.462.332,79	49.981.413,53	5.094.524,24	55.075.937,77
HUMAITÁ - VPTM	118.885,91	22.920.215,96	170.542.065,31	175.567.020,25	17.895.261,02	193.462.281,27
IAUARETÊ - COE	1.268,41	878.672,69	1.884.739,04	2.507.796,15	255.615,59	2.763.411,73
IPIRANGA - CGA	454,86	3.604.926,60	670.118,49	3.879.603,42	395.441,67	4.275.045,09
IPIXUNA - CGA	15.656,60	7.237.164,00	24.192.892,56	28.522.776,33	2.907.280,23	31.430.056,56
ITAMARATI - CGA	10.020,63	4.892.442,20	14.939.354,72	17.997.355,71	1.834.441,22	19.831.796,92
ITAPURUÍ - COE	1.468,27	5.300,00	2.396.817,92	2.222.574,52	226.543,41	2.449.117,92
JAPURÁ - CGA	729,20	3.535.001,60	1.063.392,15	4.173.042,33	425.351,42	4.598.393,75
JURUÁ - CGA	9.363,04	4.666.202,10	13.510.290,80	16.495.167,31	1.681.325,59	18.176.492,90
JUTAI - CGA	30.538,47	8.988.283,66	43.566.656,76	47.693.608,43	4.861.331,99	52.554.940,42
LÁBREA - COE	56.570,82	22.263.911,11	73.178.083,64	86.613.610,24	8.828.384,51	95.441.994,75
LIMOIEIRO - CGA	13.350,68	7.258.536,60	19.260.312,05	24.065.855,15	2.452.993,50	26.518.848,66
LINDÓIA - COE	6.238,65	2.852.272,01	8.694.219,32	10.478.440,88	1.068.050,45	11.546.491,33
MANAQUIRI - COE	29.763,84	11.877.060,72	38.439.699,82	45.662.460,19	4.654.300,35	50.316.760,54
MANICORÉ - POWERTECH	57.932,45	6.343.252,64	84.209.629,61	82.176.740,65	8.376.141,61	90.552.882,26
MARÁ - CGA	14.788,06	6.221.602,81	21.246.816,32	24.927.590,36	2.540.828,77	27.468.419,13
MAUÉS - COE	73.354,03	58.593.053,87	94.531.943,41	138.960.935,04	14.164.062,25	153.124.997,28
MOCAMBO - COE	-	-	-	-	-	-
MOURA - COE	1.644,71	307.475,59	2.641.560,46	2.676.250,21	272.785,83	2.949.036,05
MURITUBA - CGA	815,53	3.535.001,60	1.171.689,81	4.271.322,45	435.368,95	4.706.691,40
NHAMUNDÁ - COE	21.840,86	10.335.402,62	28.597.377,16	35.331.497,65	3.601.282,13	38.932.779,78
NOVA OLÍMPIA DO NORTE - VPTM	42.238,91	8.671.778,74	59.167.908,11	61.564.515,81	6.275.171,03	67.839.686,85
NOVO AÍRÃO - COE	32.936,50	13.971.169,02	42.784.698,39	51.505.949,67	5.249.917,74	56.755.867,41
NOVO ARIPIUANÁ - POWERTECH	30.074,42	3.370.380,12	43.711.562,44	42.726.862,88	4.355.079,69	47.081.942,56
NOVO CÉU - COE	22.156,63	4.770.136,67	29.026.929,42	30.670.837,47	3.126.228,61	33.797.066,09
NOVO REMANSO - COE	44.911,58	14.891.666,00	58.213.726,29	66.343.143,50	6.762.248,79	73.105.392,29
PALMEIRAS - CGA	471,90	3.604.926,60	696.725,49	3.903.749,27	397.902,82	4.301.652,09
PARAUÁ - COE	3.774,34	424.967,53	5.094.533,55	5.008.947,23	510.553,85	5.519.501,08
PAUINI - COE	13.388,98	4.968.546,31	17.506.898,77	20.396.466,41	2.078.978,67	22.475.445,08
PEDRAS - COE	2.867,55	1.104.840,53	4.592.020,15	5.169.901,07	526.959,61	5.696.860,68
SACAMBÚ - COE	1.759,89	127.689,80	2.860.672,85	2.711.939,10	276.423,54	2.988.362,65
SANTA ISABEL DO RIO NEGRO - COE	13.005,23	6.151.931,35	16.942.010,13	20.957.751,90	2.136.189,59	23.093.941,49
SANTA RITA DO WELL - CGA	4.156,21	2.114.890,28	5.995.035,03	7.359.757,22	750.168,09	8.109.925,31
SANTANA DO UATUMÁ - COE	1.011,07	203.317,04	1.671.651,40	1.701.533,85	173.434,58	1.874.968,43
SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ - CGA	25.158,04	7.402.115,95	36.054.572,60	39.436.944,86	4.019.743,69	43.456.688,55
SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA - VPTM	54.499,16	3.609.046,36	83.473.116,55	79.027.062,84	8.055.100,07	87.082.162,91
SÃO PAULO DE OUVENÇA - CGA	19.268,91	7.402.115,95	27.771.369,92	31.919.938,43	3.253.547,44	35.173.485,87
SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÁ - COE	11.913,09	6.582.627,34	15.471.187,38	20.013.836,86	2.039.977,86	22.053.814,72
SUCUNDURÍ - POWERTECH	2.030,38	122.027,48	3.154.097,12	2.973.083,07	303.041,53	3.276.124,60
TABATINGA - CGA	94.518,23	24.225.106,76	142.947.802,31	151.709.414,98	15.463.494,09	167.172.909,07
TAMANIAQUÁ - CGA	-	-	-	-	-	-
TAPAUÁ - COE	20.898,21	7.552.547,30	27.290.259,57	31.619.847,24	3.222.959,64	34.842.806,87
TEFÉ - CGA	129.769,68	36.952.550,00	192.998.074,71	208.680.191,92	21.270.432,79	229.950.624,71
TONANTINS - CGA	15.635,92	8.205.569,46	22.391.266,78	27.766.628,89	2.830.207,35	30.596.836,25
TUIUÍ - COE	3.301,61	226.559,93	5.350.091,17	5.060.810,87	515.840,23	5.576.651,09
UIARINI - CGA	18.304,57	6.221.602,81	26.223.799,23	29.444.202,35	3.001.199,69	32.445.402,04
URUCARÁ - COE	22.594,53	12.758.310,98	29.169.722,42	38.049.690,31	3.878.343,09	41.928.033,40
URUCURITUBA + ITAPEÇU - COE	30.051,60	14.191.481,88	38.513.838,32	47.830.078,08	4.875.242,12	52.705.320,20
VILA AMAZÔNIA + ZÉ AÇÚ - COE	11.050,26	6.598.616,22	14.584.236,38	19.223.438,73	1.959.413,87	21.182.852,60
VILA BITENCOURT - CGA	724,13	2.356.667,73	1.056.800,05	3.097.722,01	315.745,77	3.413.467,78
VILA DE BELO MONTE - COE	1.247,24	45.597,28	2.067.777,58	1.917.887,69	195.487,18	2.113.374,87
VILA DE MATUPI - POWERTECH	23.506,25	1.948.766,70	34.162.329,25	32.770.819,58	3.340.276,38	36.111.095,95
VILA DE URUCURITUBA - COE	1.323,49	94.660,89	2.168.126,14	2.053.479,22	209.307,80	2.262.787,02
Total	1.894.799,42	661.150.701,22	2.472.024.494,96	2.928.817.012,79	298.529.557,78	3.227.346.570,57

EQUATORIAL AP

CCESI - CONTRATO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E POTÊNCIA NO SISTEMA ISOLADO						
Usina	Geração [MWh]	Receita Fixa [R\$]	Receita Variável [R\$]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
OIAPOQUE COEN	60.030,87	53.247.640,97	88.131.700,60	128.301.752,47	13.077.589,09	141.379.341,56
Total	60.030,87	53.247.640,97	88.131.700,60	128.301.752,47	13.077.589,09	141.379.341,56

EQUATORIAL PA

CCESI - CONTRATO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E POTÊNCIA NO SISTEMA ISOLADO						
Usina	Geração [MWh]	Receita Fixa [R\$]	Receita Variável [R\$]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
AFUÁ – CEPA	-	8.262.901,07	-	1.290.539,31	20.359,24	1.310.898,54
ANAUÁS – CEPA	21.356,40	6.210.079,34	34.344.790,74	36.884.486,28	629.847,55	37.514.333,83
AVEIRO – CEPA	-	5.122.114,73	-	-	-	-
CHAVES – CEPA	-	5.030.931,94	-	4.952.797,80	78.134,15	5.030.931,94
FARO – CEPA	9.619,69	4.869.223,56	15.251.816,85	18.259.844,17	312.494,85	18.572.339,02
GURUPÁ – CEPA	29.798,79	8.290.691,33	46.849.897,37	50.040.084,25	856.374,70	50.896.458,94
JACAREACANGA – CEPA	22.350,38	11.073.702,00	35.183.138,43	41.978.082,69	718.403,42	42.696.486,11
MUANÁ – CEPA	2.658,24	11.881.829,91	4.362.321,96	6.669.903,55	111.664,19	6.781.567,74
OEIRAS DO PARÁ – CEPA	-	7.363.237,81	-	-	-	-
PORTO DE MOZ – CEPA	2.838,55	10.431.467,38	4.507.545,89	6.470.762,70	108.559,23	6.579.321,93
PRAINHA – CEPA	-	11.189.887,97	-	2.621.535,13	41.356,71	2.662.891,83
SANTA CRUZ DO ARARI – CEPA	-	5.653.013,85	-	-	-	-
SÃO SEBASTIÃO DA BOA VISTA – CEPA	21.380,88	7.585.730,86	33.556.815,29	37.435.732,45	638.974,60	38.074.707,04
TERRA SANTA – CEPA	27.729,42	9.539.020,65	44.004.866,54	48.591.077,63	831.576,73	49.422.654,35
Total	140.913,66	112.503.833,27	220.370.992,01	257.290.989,28	4.561.401,83	261.852.391,11

ENERGISA AC

CCESI - CONTRATO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E POTÊNCIA NO SISTEMA ISOLADO						
Usina	Geração [MWh]	Receita Fixa [R\$]	Receita Variável [R\$]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
JORDÃO – BBF ACRE	4.075,78	16.225.499,76	6.651.330,48	20.760.723,44	2.116.106,80	22.876.830,24
MARECHAL THAUMATURGO – BBF ACRE	9.666,37	20.565.505,56	14.692.728,61	31.996.847,51	3.261.386,66	35.258.234,17
PORTO WALTER – BBF ACRE	8.188,62	16.499.682,99	12.146.280,42	25.996.211,79	2.649.751,62	28.645.963,41
SANTA ROSA DO PURUS – BBF ACRE	3.303,92	12.542.967,81	5.217.265,45	16.117.411,68	1.642.821,58	17.760.233,26
CRUZEIRO DO SUL D	-	-	-	-	-	-
FEIJÓ D	-	-	-	-	-	-
TARAUACÁ D	-	-	-	-	-	-
Total	25.234,70	65.833.656,13	38.707.604,95	94.871.194,43	9.670.066,65	104.541.261,08

ENERGISA RO

CCESI - CONTRATO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E POTÊNCIA NO SISTEMA ISOLADO						
Usina	Geração [MWh]	Receita Fixa [R\$]	Receita Variável [R\$]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
CALAMA – BBF RO	2.872,32	3.361.321,20	4.505.170,79	7.138.841,48	727.650,51	7.866.491,98
CONCEIÇÃO DA GALERA – BBF RO	127,42	147.928,92	213.742,54	328.216,85	33.454,61	361.671,46
DEMARCAÇÃO – BBF RO	334,76	329.205,97	561.369,83	808.197,54	82.378,26	890.575,80
MAICI – BBF RO	12,69	54.725,15	21.279,75	68.974,44	7.030,45	76.004,90
NAZARÉ – BBF RO	1.246,34	878.167,62	1.954.922,88	2.571.029,63	262.060,87	2.833.090,50
PEDRAS NEGRAS BBF RO	269,26	240.277,61	451.571,47	627.853,04	63.996,04	691.849,08
ROLIM DE MOURA DO GUAPORÉ – BBF RO	1.212,71	1.091.082,63	1.901.619,71	2.715.877,38	276.824,97	2.992.702,34
SANTA CATARINA – BBF RO	342,14	299.278,16	573.827,14	792.343,06	80.762,24	873.105,30
SÃO CARLOS – BBF RO	2.559,91	3.566.540,51	4.013.845,68	6.879.200,47	701.185,72	7.580.386,19
SURPRESA – BBF RO	1.875,25	1.416.013,20	2.940.459,74	3.953.499,19	402.973,75	4.356.472,94
UTE BBF IZIDOLÂNDIA	1.202,58	0,57	745.617,78	676.648,65	68.969,70	745.618,35
UTE BBF URUCUMACUÁ	2.591,04	0,86	1.621.170,89	1.471.213,37	149.958,39	1.621.171,75
Total	14.646,40	11.384.542,39	19.504.598,20	28.031.895,08	2.857.245,50	30.889.140,59

RORAIMA

CCESI - CONTRATO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E POTÊNCIA NO SISTEMA ISOLADO						
Usina	Geração [MWh]	Receita Fixa [R\$]	Receita Variável [R\$]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
BBF BALUA	73.840,80	49.522.337,99	14.331.610,60	57.947.458,34	5.906.490,24	63.853.948,58
HÍBRIDO FORTE DE SÃO JOAQUIM	-	242.099.686,07	-	219.705.465,11	22.394.220,96	242.099.686,07
PALMAPLAN ENERGIA 2	64.008,00	19.135.103,22	91.539.433,15	100.437.141,76	10.237.394,61	110.674.536,37
BONFIM	96.804,00	4.515.932,04	35.122.549,00	35.971.921,55	3.666.559,50	39.638.481,04
CANTÁ	96.804,00	4.515.932,04	35.122.549,00	35.971.921,55	3.666.559,50	39.638.481,04
PAU RAINHA	96.804,00	4.515.932,04	35.122.549,00	35.971.921,55	3.666.559,50	39.638.481,04
SANTA LUZ	96.804,00	4.515.932,04	35.122.549,00	35.971.921,55	3.666.559,50	39.638.481,04
JAGUATIRICA II	1.062.372,00	633.565.937,54	313.580.949,01	859.535.799,54	87.611.087,01	947.146.886,54
MONTI CRISTO SUCUBA	175.015,20	17.601.289,14	257.634.784,09	249.776.736,46	25.459.336,77	275.236.073,23
UTX PACARAÍMA	14.457,25	3.549.059,73	16.271.259,23	17.986.939,46	1.833.379,50	19.820.318,96
UTX UIRAMUTÁ	4.538,08	1.036.348,60	5.275.054,43	5.727.598,25	583.804,78	6.311.403,03
UTX AMAJARI	-	2.825.352,61	-	2.564.007,49	261.345,12	2.825.352,61
Total	1.781.447,33	987.398.843,05	839.123.286,52	1.657.568.832,59	168.953.296,99	1.826.522.129,57

C.XI - CCVEE por Beneficiários



Contas Setoriais CCC
Custo de Contratação de Energia e Potência por Beneficiário 2026

AMAZONAS

CCVEE - CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA				
Usina	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
BALBINA	1.141.563,78	363.423.384,18	150.249.243,64	513.672.627,82
Total	1.141.563,78	363.423.384,18	150.249.243,64	513.672.627,82

ENERGISA MT

CCVEE - CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA				
Usina	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
ARIPUANÃ	6.071,04	4.419.385,44	450.460,77	4.869.846,22
FAXINAL I	5.219,04	2.283.838,00	232.787,89	2.516.625,89
MARGARIDA	3.000,00	1.269.874,06	129.436,20	1.399.310,26
MASUTTI	4.120,56	1.742.851,10	177.645,98	1.920.497,08
PRATA	8.663,52	3.665.104,21	373.578,11	4.038.682,32
PCH FAXINAL II	74.297,00	25.291.948,24	2.577.967,18	27.869.915,42
PCH SANTA LÚCIA II	55.013,00	21.472.223,38	2.188.628,83	23.660.852,21
SANTA LÚCIA I	24.000,00	10.285.680,17	1.048.402,66	11.334.082,84
Total	180.384,16	70.430.904,60	7.178.907,63	77.609.812,23

ENERGISA RO

CCVEE - CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA				
Usina	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
CASCATA CHUPINGUAIA	41.960,00	14.245.764,50	1.452.047,62	15.697.812,13
MARTINUV	6.558,35	1.759.633,56	179.356,59	1.938.990,15
SALDANHA	9.488,64	3.388.692,37	345.403,91	3.734.096,28
Total	58.006,99	19.394.090,44	1.976.808,12	21.370.898,55

EQUATORIAL PA

CCVEE - CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA				
Usina	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
SALTO BURITI	75.501,36	30.141.187,32	515.829,47	30.657.016,79
SALTO CURUÁ	230.442,00	92.155.700,91	1.577.131,85	93.732.832,76
Total	305.943,36	122.296.888,23	2.092.961,32	124.389.849,55



Contas Setoriais CCC
Custo de Contratação de Energia e Potência por Beneficiário 2026

AMAZONAS

CCVEE - CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA - GÁS NATURAL							
Usina	Geração [MWh]	Custo mensal parcela potência - bruto [R\$]	Custo mensal parcela energia - bruto [R\$]	Custo mensal parcela combustível - bruto [R\$]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
ANAMÁ - GÁS	12.910,82	-	8.176.872,19	10.762.483,06	13.399.593,84	5.539.761,41	18.939.355,25
ANORI - GÁS	22.756,73	-	14.411.332,49	17.942.852,14	22.890.585,62	9.463.599,00	32.354.184,62
CAAPIRANGA - GÁS	12.293,11	-	7.782.868,79	9.821.290,30	12.454.942,55	5.149.216,53	17.604.159,08
CODAJAS - GÁS	33.682,70	-	21.330.835,49	27.234.133,13	34.359.715,30	14.205.253,32	48.564.968,62
Total	81.643,35	-	51.701.908,95	65.760.758,62	83.104.837,31	34.357.830,27	117.462.667,57

C.XII – CCVEE – Gás Natural por Beneficiários



Contas Setoriais CCC
Custo de Contratação de Energia e Potência por Beneficiário 2025

AMAZONAS

CCVEE - CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA - GÁS NATURAL							
Usina	Geração [MWh]	Custo mensal parcela potência - bruto [R\$]	Custo mensal parcela energia - bruto [R\$]	Custo mensal parcela combustível - bruto [R\$]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
ANAMÃ - GÁS	11.300,90	-	6.778.472,98	8.670.379,48	10.930.063,12	4.518.789,34	15.448.852,46
ANORI - GÁS	20.216,22	-	12.126.421,00	13.786.484,03	18.333.380,31	7.579.524,72	25.912.905,03
CAAPIRANGA - GÁS	11.582,01	-	6.944.593,16	8.535.935,01	10.952.473,68	4.528.054,49	15.480.528,17
CODAJAS - GÁS	31.819,40	-	19.081.291,27	22.050.394,44	29.100.667,64	12.031.018,07	41.131.685,71
Total	74.918,53	-	44.930.778,42	53.043.192,96	69.316.584,75	28.657.386,63	97.973.971,37

C.XIII – CER – Gás Natural por Beneficiários



Contas Setoriais CCC
Custo de Contratação de Energia e Potência por Beneficiário 2026

J&F

CCVEE - CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA - GÁS NATURAL							
Usina	Geração [MWh]	Custo mensal parcela potência - bruto [R\$]	Custo mensal parcela energia -bruto [R\$]	Custo mensal parcela combustível - bruto [R\$]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
PORAQUE	-	-	-	-	-	-	-
JARAQUI	-	-	-	-	-	-	-
PIRARUCU	-	-	-	-	-	-	-
TUCUNARE	-	-	-	-	-	-	-
TAMBAQUI	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	-	-	-	-

C.XIV – CTG por Beneficiários

Amazonas Energia:

CTG por Beneficiário								
Geração [MWh]	PIS/COFINS Não Recuperado [R\$]	ICMS Não Recuperado [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Líquido [R\$]	CTG_Total [R\$]	Desconto ACRmédio [R\$]	Desconto Fator de Corte	Reembolso CCC [R\$]
3.163.025	362.125.012,45	135.820.369,03	497.945.381,48	3.650.632.195,95	4.148.577.577,42	1.085.080.798,92	0,00	3.063.496.778,50

Energisa Acre:

CTG por Beneficiário								
Geração [MWh]	PIS/COFINS Não Recuperado [R\$]	ICMS Não Recuperado [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Líquido [R\$]	CTG_Total [R\$]	Desconto ACRmédio [R\$]	Desconto Fator de Corte	Reembolso CCC [R\$]
37.493	9.670.066,65	0,00	9.670.066,65	250.246.433,40	259.916.500,05	12.860.961,82	0,00	247.055.538,23

Energisa Mato Grosso:

CTG por Beneficiário								
Geração [MWh]	PIS/COFINS Não Recuperado [R\$]	ICMS Não Recuperado [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Líquido [R\$]	CTG_Total [R\$]	Desconto ACRmédio [R\$]	Desconto Fator de Corte	Reembolso CCC [R\$]
183.527	7.178.907,63	0,00	7.178.907,63	110.263.667,64	117.442.575,27	62.958.168,92	1.906.954,22	52.577.452,13

Energisa Rondônia:

CTG por Beneficiário								
Geração [MWh]	PIS/COFINS Não Recuperado [R\$]	ICMS Não Recuperado [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Líquido [R\$]	CTG_Total [R\$]	Desconto ACRmédio [R\$]	Desconto Fator de Corte	Reembolso CCC [R\$]
75.392	4.834.053,62	0,00	4.834.053,62	81.920.151,46	86.754.205,08	25.858.894,15	791.639,04	60.103.671,89

Energisa Tocantins:

CTG por Beneficiário								
Geração [MWh]	PIS/COFINS Não Recuperado [R\$]	ICMS Não Recuperado [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Líquido [R\$]	CTG_Total [R\$]	Desconto ACRmédio [R\$]	Desconto Fator de Corte	Reembolso CCC [R\$]
1.368	0,00	0,00	0,00	17.244.425,66	17.244.425,66	467.501,68	0,00	16.776.923,98

Equatorial Amapá:

CTG por Beneficiário								
Geração [MWh]	PIS/COFINS Não Recuperado [R\$]	ICMS Não Recuperado [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Líquido [R\$]	CTG_Total [R\$]	Desconto ACRmédio [R\$]	Desconto Fator de Corte	Reembolso CCC [R\$]
65.216	13.077.589,09	0,00	13.077.589,09	194.150.911,20	207.228.500,29	22.375.390,88	0,00	184.853.109,41

Equatorial Maranhão:

CTG por Beneficiário								
Geração [MWh]	PIS/COFINS Não Recuperado [R\$]	ICMS Não Recuperado [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Líquido [R\$]	CTG_Total [R\$]	Desconto ACRmédio [R\$]	Desconto Fator de Corte	Reembolso CCC [R\$]
3.264	0,00	0,00	0,00	41.244.493,44	41.244.493,44	1.118.150,89	722.274,17	39.404.068,38

Equatorial Pará:

CTG por Beneficiário								
Geração [MWh]	PIS/COFINS Não Recuperado [R\$]	ICMS Não Recuperado [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Líquido [R\$]	CTG_Total [R\$]	Desconto ACRmédio [R\$]	Desconto Fator de Corte	Reembolso CCC [R\$]
504.365	6.654.363,15	0,00	6.654.363,15	1.108.003.316,59	1.114.657.679,74	173.019.421,90	13.182.935,61	928.455.322,23

J&F:

CTG por Beneficiário								
Geração [MWh]	PIS/COFINS Não Recuperado [R\$]	ICMS Não Recuperado [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Líquido [R\$]	CTG_Total [R\$]	Desconto ACRmédio [R\$]	Desconto Fator de Corte	Reembolso CCC [R\$]
0	0,00	300.188.100,50	300.188.100,50	2.291.290.055,43	2.591.478.155,93	0,00	0,00	2.591.478.155,93

Neoenergia Pernambuco:

CTG por Beneficiário								
Geração [MWh]	PIS/COFINS Não Recuperado [R\$]	ICMS Não Recuperado [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Líquido [R\$]	CTG_Total [R\$]	Desconto ACRmédio [R\$]	Desconto Fator de Corte	Reembolso CCC [R\$]
38.107	3.862.732,89	12.219.465,05	16.082.197,94	83.032.278,67	99.114.476,61	13.072.815,26	2.237.083,20	83.804.578,16

Roraima Energia:

CTG por Beneficiário								
Geração [MWh]	PIS/COFINS Não Recuperado [R\$]	ICMS Não Recuperado [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Líquido [R\$]	CTG_Total [R\$]	Desconto ACRmédio [R\$]	Desconto Fator de Corte	Reembolso CCC [R\$]
1.835.060	193.890.479,83	1.904.086,02	195.794.565,85	1.948.155.687,12	2.143.950.252,97	629.521.505,66	0,00	1.514.428.747,31

Vibra Energia:

CTG por Beneficiário								
Geração [MWh]	PIS/COFINS Não Recuperado [R\$]	ICMS Não Recuperado [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Líquido [R\$]	CTG_Total [R\$]	Desconto ACRmédio [R\$]	Desconto Fator de Corte	Reembolso CCC [R\$]
0	6.644.556,40	18.224.530,88	24.869.087,28	65.188.485,81	90.057.573,09	0,00	0,00	90.057.573,09

C.XV – Custo de Sub-rogação por Beneficiários



Contas Setoriais CCC
Custo de Sub-rogação por Beneficiário 2026

SUB-ROGAÇÃO DE OBRAS EM OPERAÇÃO COMERCIAL (Competência)			
Beneficiário	Resolução Autorizativa / Portaria	Empreendimento	Valor Reembolso [R\$]
ENERGISA MT	6174/2017	LD / SE Paranorte	534.684,61
ENERGISA MT	7854/2019	LD / SE Guariba	8.006.991,61
EQUATORIAL PA	10986/2021	Marajó	105.087.750,21
ENERGISA AC	16270/2025	LD / SE Cruzeiro do Sul	185.843.425,67
SUBTOTAL			299.472.852,10
SUB-ROGAÇÃO DE OBRAS EM ANDAMENTO (Competência)			
Beneficiário	Resolução Autorizativa / Portaria	Empreendimento	Valor Reembolso [R\$]
EQUATORIAL PARÁ	9536/2020	Interligação Faro	2.692.352,18
EQUATORIAL PARÁ	9536/2020	Interligação Gurupá	7.182.895,12
EQUATORIAL PARÁ	9536/2020	Interligação Terra Santa	16.552.367,92
SUBTOTAL			26.427.615,22
TOTAL DE SUB-ROGAÇÃO			325.900.467,32
SUB-ROGAÇÃO DE OBRAS EM OPERAÇÃO COMERCIAL (Caixa)			
Beneficiário	Resolução Autorizativa / Portaria	Empreendimento	Valor Reembolso [R\$]
ENERGISA MT	6174/2017	LD / SE Paranorte	535.085,61
ENERGISA MT	7854/2019	LD / SE Guariba	7.958.306,25
EQUATORIAL PA	10986/2021	Marajó	100.959.230,50
ENERGISA AC	16270/2025	LD / SE Cruzeiro do Sul	182.221.811,94
SUBTOTAL			291.674.434,30
SUB-ROGAÇÃO DE OBRAS EM ANDAMENTO (Caixa)			
Beneficiário	Resolução Autorizativa / Portaria	Empreendimento	Valor Reembolso [R\$]
EQUATORIAL PARÁ	9536/2020	Interligação Faro	2.692.352,18
EQUATORIAL PARÁ	9536/2020	Interligação Gurupá	7.182.895,12
EQUATORIAL PARÁ	9536/2020	Interligação Terra Santa	16.552.367,92
SUBTOTAL			26.427.615,22
TOTAL DE SUB-ROGAÇÃO			318.102.049,52

9.4. ANEXO D – RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO – RGR

D.I - Memorando nº 524/2017 SFF-Aneel

Número: 48536.004295/2017-00



Memorando nº 524/2017–SFF/ANEEL

Em 15 de setembro de 2017.

Ao Superintendente de Gestão Tarifária – SGT
Davi Antunes Lima

Assunto: **Estimativa de arrecadação das quotas da Reserva Global de Reversão (RGR) para o exercício de 2018.**

1. Reporta-se ao Memorando nº 285/2017-SGT/ANEEL¹, de 6 de setembro de 2017, por meio do qual a SGT solicitou previsão de arrecadação das quotas da Reserva Global de Reversão (RGR) para o exercício de 2018, bem como o saldo do fundo de reversão (conta contábil 2219.8).
2. Em complemento ao Memorando nº 523/2017-SFF/ANEEL², de 14 de setembro de 2017, segue no **Anexo I** os saldos de débitos correspondentes ao fundo de reversão registrados na conta contábil 2219 - Outros Passivos Não Circulantes - 2219.8 - Reversão/Amortização das empresas listadas.
3. Acrescenta-se que o saldo atual da conta contábil 2219.8 (plano de conta vigente a partir de 01/01/2015) que consta nos Balancetes Mensais Padronizados – BMPs das referidas empresas é resultante da junção dos saldos das contas 221.92.1 e 221.92.2 (plano de contas vigentes até 31/12/2014), tendo sido identificadas divergências para algumas empresas em conferência dos BMPs mais recentes, razão pela qual os referidos valores passaram por processo de validação, podendo vir a sofrer alteração.

Atenciosamente,

TICIANA FREITAS DE SOUSA
Superintendente de Fiscalização Econômica e Financeira

¹ Sic nº 48581.002145/2017-00.

² Sic nº 48536.004273/2017-00.

EBD



ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA
CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 3E32E1740041222D CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



(Fl. 02 do Memorando nº 524/2017-SFF/ANEEL, de 15/09/2017)

Anexo I – Saldo da conta contábil 2219.8 – Juros de Reversão:

EMPRESAS	VALOR DEVIDO	JUROS ANUAL (5%A.A)
CESP - Companhia Energética de São Paulo	R\$ 9.118.046,40	455.902,32
CTEEP - Cia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	R\$ 22.322.953,60	1.116.147,68
EMAE - Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A	R\$ 16.204.495,80	810.224,79
ELETROSUL Centrais Elétricas S.A.	R\$ 85.393,00	4.269,65
COELCE - Companhia Energética do Ceará	R\$ 601.000,80	30.050,04
COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte	R\$ 96.000,00	4.800,00
Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A.	R\$ 11.623,60	581,18
Companhia Energética de Alagoas	R\$ 151.999,20	7.599,96
Energisa Sergipe – Distribuidora de Energia S.A.	R\$ 301.999,20	15.099,96
Energisa Minas Gerais – Distribuidora de Energia S.A.	R\$ 1.406.828,80	70.341,44
DME-PC - Departamento Mun. de Eletric. Poços de Caldas	R\$ 164.786,20	8.239,31
Empresa Luz e Força Santa Maria S.A.	R\$ 323.786,80	16.189,34
Light Serviços de Eletricidade S.A.	R\$ 59.140.605,40	2.957.030,27
Light Energia S.A.	R\$ 10.792.743,80	539.637,19
Elektro – Eletricidade e Serviços	R\$ 326.538,00	16.326,90
AES Tietê S.A.	R\$ 2.815.281,40	140.764,07
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	R\$ 432.000,00	21.600,00
Duke Energy Internat. Geração Paranapanema S.A.	R\$ 2.914.032,80	145.701,64

EBD



ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 3E32E1740041222D CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



(Fl. 03 do Memorando nº 524/2017–SFF/ANEEL, de 15/09/2017)

Caiua Distribuição de Energia S.A.	R\$ 1.662.000,00	83.100,00
Companhia Luz e Força Santa Cruz	R\$ 1.661.123,20	83.056,16
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	R\$ 1.686.000,00	84.300,00
Companhia Nacional de Energia Elétrica	R\$ 1.255.999,20	62.799,96
Eletropaulo Metropolitana de. Eletricidade de São Paulo S.A.	R\$ 66.085.001,80	3.304.250,09
Bandeirante de Energia S.A.	R\$ 17.491.785,60	874.589,28
Companhia Piratininga de Força e Luz	R\$ 13.743.546,40	687.177,32
Companhia Força e Luz do Oeste	R\$ 123.000,00	6.150,00
Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda.	R\$ 32.089,60	1.604,48
Tractebel Energia S.A.	R\$ 203.194,40	10.159,72
CHESP - Companhia Hidroelétrica São Patricio	R\$ 10.999,20	549,96
CEB - Companhia Energética de Brasília	R\$ 723.689,80	36.184,49
TOTAL	R\$ 231.888.544,00	

EBD



ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 3E32E1740041222D CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

D.II – Ofício nº 541/2025 - Projeção ENBPar - CAFT BUSA



EMPRESA BRASILEIRA DE PARTICIPAÇÕES EM ENERGIA NUCLEAR E BINACIONAL
Setor Comercial Sul, Quadra 09, Bloco B, Salas 701/705, Edifício Parque Cidade Corporate, Brasília/DF, CEP 70308-200
Telefone: 61 37732700 - <https://enbpar.gov.br>

Ofício nº 541/2025/ENBPar

Ao Senhor
Alexandre Ramos Peixoto
Superintendente
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE
Av. Paulista, 2.064 – 13º andar – Bela Vista
São Paulo – SP - CEP: 01.310-200

Assunto: Proposta de Orçamento Anual da RGR 2026. Reembolso dos custos de administração, conservação e gestão dos Bens da União Sob Administração - BUSA.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48110.000391/2024-27.

Senhor Superintendente,

1. Cumprimentando-o cordialmente, informamos que a composição do orçamento para o exercício de 2026 da conta Reserva Global de Reversão (RGR), sob a gestão da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), é de R\$6.487.180,48 (seis milhões, quatrocentos e oitenta e sete mil cento e oitenta reais e quarenta e oito centavos). Esse valor refere-se aos custos administrativos, financeiros e tributários associados ao registro, à conservação e à gestão dos BUSA, para efeitos de ressarcimento, conforme estabelecido no Decreto-Lei nº 1.383, de 1974, alterado pela Lei nº 14.120, de 2021.
2. Na oportunidade, renovamos nossos mais elevados protestos de estima e consideração.

(assinado eletronicamente)

LEANDRO XINGÓ TENÓRIO DE OLIVEIRA

Diretor de Gestão Corporativa e Sustentabilidade



Documento assinado eletronicamente por **Leandro Xingó Tenório de Oliveira, Diretor**, em 19/09/2025, às 16:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://enbpar.sei.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0032839** e o código CRC **A972D58B**.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48110.000391/2024-27

SEI nº 0032839

RUBRICAS	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26	Jul-26	Aug-26	Sep-26
DESPESAS COM PESSOAL									
Salário									
13º salário	R\$ 425,769.43	R\$ 425,769.43	R\$ 425,769.43	R\$ 425,769.43	R\$ 425,769.43	R\$ 425,769.43	R\$ 484,600.25	R\$ 425,769.43	R\$ 425,769.43
Férias									
Abono Férias									
Auxílio Refeição									
DESPESAS COM INFRAESTRUTURA									
Consumo Energia Elétrica									
Água e Esgoto									
Limpeza e Conservação									
Internet	R\$ 73,217.30	R\$ 73,217.30	R\$ 73,217.30	R\$ 73,217.30	R\$ 73,217.30	R\$ 73,217.30	R\$ 73,217.30	R\$ 73,217.30	R\$ 73,217.30
Despesas Condomínio									
Aluguel imóvel comercial									
IPTU									
Mão de obra contratada									
Material Administrativo Expediente									
DEMAIS DESPESAS	R\$ 2,889.84	R\$ 18,889.84	R\$ 62,889.84	R\$ 2,889.84	R\$ 72,889.84	R\$ 2,889.84	R\$ 63,389.84	R\$ 12,889.84	R\$ 62,889.84
Manutenção (Edif., Mobil, Equip)									
Segurança (Inst., Equip.)									
Serviço tecnológico (TI, Software)									
Serviços Diversos			R\$ 60,000.00		R\$ 60,000.00		R\$ 60,000.00		R\$ 60,000.00
Serviços Legais		R\$ 1,000.00					R\$ 500.00		
Viagens (passagem, diárias, seguro, veículos.)		R\$ 15,000.00			R\$ 10,000.00			R\$ 10,000.00	
Comunicação									
Consultorias									
Gestão Documental	R\$ 2,889.84	R\$ 2,889.84	R\$ 2,889.84	R\$ 2,889.84	R\$ 2,889.84	R\$ 2,889.84	R\$ 2,889.84	R\$ 2,889.84	R\$ 2,889.84
TOTAL MENSAL	R\$ 501,876.57	R\$ 517,876.57	R\$ 561,876.57	R\$ 501,876.57	R\$ 571,876.57	R\$ 501,876.57	R\$ 621,207.39	R\$ 511,876.57	R\$ 561,876.57

D.III - Ofício nº 534/2025 - Projeção ENBPar - Financiamentos Concedidos



EMPRESA BRASILEIRA DE PARTICIPAÇÕES EM ENERGIA NUCLEAR E BINACIONAL
Setor Comercial Sul, Quadra 09, Bloco B, Salas 701/705, Edifício Parque Cidade Corporate, Brasília/DF, CEP 70308-200
Telefone: - <https://enbpar.gov.br>

Ofício nº 534/2025/ENBPar

Ao Senhor
Alexandre Ramos Peixoto
Presidente do Conselho de Administração e Superintendente
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE
Av. Paulista, 2064 - 13º andar – Bela Vista
São Paulo SP

Assunto: Proposta de Orçamento Anual da RGR 2026 – Resposta à Solicitação

Referência: Carta CT-CCEE27344/2025

Senhor Presidente,

1. Cumprimentando-o cordialmente, refiro-me à Carta CT-CCEE27344/2025, de 25 de agosto de 2025, por meio da qual essa Câmara solicita informações de responsabilidade da ENBPar, referente à consolidação da Conta Reserva Global de Reversão (RGR) para o exercício de 2026, sob gestão da CCEE, conforme Decreto nº 10.791/2021 e normas correlatas.
2. Em atenção à solicitação, encaminho, em anexo, as informações sob responsabilidade da ENBPar, referentes à previsão de reposição de financiamentos concedidos pela RGR, em conformidade com a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.
3. Aproveito a oportunidade para renovar a Vossa Senhoria votos de elevada estima e distinta consideração.

Atenciosamente,

(assinado eletronicamente)

MARLOS COSTA DE ANDRADE
Diretor-Presidente



Documento assinado eletronicamente por **Marlos Costa de Andrade, Presidente**, em 19/09/2025, às 15:58, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site
http://enbpar.sei.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0032450** e o código CRC **9D6DF7A4**.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48110.001166/2025-99

SEI nº 0032450



Projeção - Reserva Global de Reversão RGR

Empresa	Moeda	Vigência	Contrato	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	set/26	out/26	nov/26	dez/26
1 ELETRONUCLEAR	RGR	30/12/26	ECF-2507/05	23.991.140,89	21.991.878,17	19.992.617,45	17.993.355,73	15.994.094,01	13.994.832,29	11.995.570,57	9.996.308,85	7.997.047,13	5.997.785,41	3.998.523,69	1.999.261,97
ELETRONUCLEAR	RGR		Principal	1.999.261,72	1.999.261,72	1.999.261,72	1.999.261,72	1.999.261,72	1.999.261,72	1.999.261,72	1.999.261,72	1.999.261,72	1.999.261,72	1.999.261,72	1.999.261,72
ELETRONUCLEAR	RGR		Juros	99.965,09	91.632,83	83.302,57	74.972,32	66.642,06	58.311,80	49.981,54	41.651,29	33.321,03	24.990,77	16.660,52	8.330,26
ELETRONUCLEAR	RGR		Taxa Adm.	39.985,23	36.653,13	33.321,03	29.988,93	26.656,82	23.324,72	19.992,62	16.660,51	13.328,41	9.996,31	6.664,21	3.332,10
ELETRONUCLEAR	RGR		Total	2.139.210,04	2.127.547,68	2.115.885,32	2.104.222,96	2.092.560,60	2.080.898,24	2.069.235,88	2.057.573,52	2.045.911,16	2.034.248,80	2.022.586,44	2.010.924,08
2 ELETRONUCLEAR	RGR	30/01/28	ECF-2579/06	5.514.794,65	5.294.193,25	5.073.801,85	4.853.010,45	4.632.419,05	4.411.827,65	4.191.236,25	3.970.644,85	3.750.053,45	3.529.462,05	3.308.870,65	3.088.279,25
ELETRONUCLEAR	RGR		Principal	220.591,40	220.591,40	220.591,40	220.591,40	220.591,40	220.591,40	220.591,40	220.591,40	220.591,40	220.591,40	220.591,40	220.591,40
ELETRONUCLEAR	RGR		Juros	22.978,27	22.059,14	21.140,01	20.220,88	19.301,75	18.382,62	17.463,48	16.544,35	15.625,22	14.706,09	13.786,96	12.867,83
ELETRONUCLEAR	RGR		Taxa Adm.	9.191,31	8.823,66	8.456,00	8.088,35	7.720,70	7.353,05	6.985,39	6.617,74	6.250,09	5.882,44	5.514,78	5.147,13
ELETRONUCLEAR	RGR		Total	252.760,98	251.474,19	250.187,41	248.900,63	247.613,84	246.327,06	245.040,28	243.753,49	242.466,71	241.179,93	239.893,15	238.606,36
3 ELETRONUCLEAR	RGR	30/01/28	ECF-2878/10	359.025.782,51	356.549.742,63	354.073.702,75	351.597.662,87	349.121.622,99	346.645.583,11	344.169.543,23	341.693.503,35	339.217.463,47	336.741.423,59	334.265.383,71	331.789.343,83
ELETRONUCLEAR	RGR		Principal	2.476.039,88	2.476.039,88	2.476.039,88	2.476.039,88	2.476.039,88	2.476.039,88	2.476.039,88	2.476.039,88	2.476.039,88	2.476.039,88	2.476.039,88	2.476.039,88
ELETRONUCLEAR	RGR		Juros	1.495.940,76	1.485.623,93	1.475.307,09	1.464.990,26	1.454.673,43	1.444.356,60	1.434.039,76	1.423.722,93	1.413.406,10	1.403.089,26	1.392.772,43	1.382.455,60
ELETRONUCLEAR	RGR		Taxa Adm.	149.594,08	148.562,39	147.530,71	146.499,03	145.467,34	144.435,66	143.403,98	142.372,29	141.340,61	140.308,93	139.277,24	138.245,56
ELETRONUCLEAR	RGR		Total	4.121.574,72	4.110.226,20	4.098.877,68	4.087.529,17	4.076.180,65	4.064.832,14	4.053.483,62	4.042.135,10	4.030.786,59	4.019.438,07	4.008.089,56	3.996.741,04
4 CELPA	RGR	30/09/34	DEL-6124/2016-A	0,00	0,00	635.877.930,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	635.877.930,01	0,00	0,00	0,00
CELPA	RGR		Principal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CELPA	RGR		Juros	0,00	0,00	19.182.317,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19.500.256,52	0,00	0,00	0,00
CELPA	RGR		Total	0,00	0,00	19.182.317,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19.500.256,52	0,00	0,00	0,00
5 CELPA	RGR	30/09/34	DEL-6124/2016-C	0,00	0,00	6.365.424,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6.365.424,04	0,00	0,00	0,00
CELPA	RGR		Principal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CELPA	RGR		Juros	0,00	0,00	192.023,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	195.206,34	0,00	0,00	0,00
CELPA	RGR		Total	0,00	0,00	192.023,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	195.206,34	0,00	0,00	0,00
6 AMAZONAS	RGR	30/12/27	ECF-3390/21-A	24.573.819,06	23.505.392,14	22.436.965,23	21.368.538,31	20.300.111,39	19.231.684,48	18.163.257,56	17.094.830,65	16.026.403,73	14.957.976,82	13.889.549,90	12.821.122,99
AMAZONAS	RGR		Principal	1.068.426,92	1.068.426,92	1.068.426,92	1.068.426,92	1.068.426,92	1.068.426,92	1.068.426,92	1.068.426,92	1.068.426,92	1.068.426,92	1.068.426,92	1.068.426,92
AMAZONAS	RGR		Juros	102.390,91	97.938,13	93.487,36	89.035,58	84.583,80	80.132,02	75.680,24	71.228,46	66.776,68	62.324,90	57.873,12	53.421,35
AMAZONAS	RGR		Taxa Adm.	40.956,37	39.176,65	37.394,94	35.614,23	33.833,52	32.052,81	30.272,10	28.491,38	26.710,67	24.929,96	23.149,25	21.368,54
AMAZONAS	RGR		Total	1.211.774,19	1.205.541,70	1.199.309,21	1.193.078,72	1.186.844,23	1.180.611,74	1.174.379,25	1.168.146,76	1.161.914,27	1.155.681,78	1.149.449,29	1.143.216,80



Ofício nº 400/2017–SFF/ANEEL

Brasília, 18 de julho de 2017.

Ao Senhor
Armando Casado de Araújo
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRAS
Rio de Janeiro - RJ

Assunto: **CTA-DF-1672/2017, de 22 de junho de 2017.**

Senhor Diretor,

1. Reporta-se à correspondência em epígrafe, cadastrada nesta ANEEL sob SIC nº 48513.023797/2017-00, por meio da qual a Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras, em cumprimento ao item (ii) do Despacho nº 1.476, de 30 de maio de 2017, publicado no Diário Oficial da União, de 07 de junho de 2017, apresenta à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL os valores atualizados do montante que foi determinado à Eletrobras devolver ao Fundo RGR.

2. Relata ainda que o citado Despacho determina a devolução do valor de até R\$ 1.924 milhões, sendo R\$ 1.417 milhões em 114 parcelas mensais, iniciando em julho de 2017, e até R\$ 506 milhões 30 dias após o recebimento, pela Eletrobras, dos recursos provenientes da alienação das ações da Ceal, Ceron, Cepisa e Eletroacre. Ademais, faz algumas considerações que foram levadas em conta pela Eletrobras na atualização do valor, conforme apresentado resumidamente abaixo:

- a. “Registre-se que a Eletrobras não efetuou a reposição de principal e juros líquidos no período de 1998 a 2004, além da parte dos juros equivalente ao imposto de renda retido na fonte, referente ao período de 1998 a 2011”;
- b. “A partir de 2005 todos os valores recebidos a título de amortização e juros, líquidos do IR – Fonte, foram integralmente repassados ao Fundo RGR”;
- c. “do valor determinado à devolução deve ser deduzido os valores correspondentes aos dois últimos meses do ano final do período de fiscalização, tendo em vista que foi efetivamente reposto ao Fundo RGR no início do ano seguinte, valendo dizer 2012, o valor de R\$ 158 milhões”.

48536.003310/2017-00



SGAN - Quadra 603 / Módulo “I” e “J”
CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
Tel. 55 (61) 2192-8600
Ouvidoria: 167
www.aneel.gov.br

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 1A4A4F3B00400C34 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 2 do Ofício nº 400/2017–SFF/ANEEL, de 18/07/2017.

3. A Eletrobras relata ainda que, diante do exposto acima, considerou que o valor devido passou a ser de R\$ 1.766 milhões, valor este tomado como base para a incidência de juros de 5% ao ano, com base nos termos do parágrafo único, do art. 21-A da Lei nº 12.783/2013. Portanto, atualizando o montante de R\$ 1.766 milhões a juros de 5% ao ano, atinge-se o valor de R\$ 2.486 milhões (planilha anexa) que, deduzido o montante de R\$ 957 milhões referente à aquisição das distribuidoras, atualizado à mesma razão, chega-se ao montante a devolver ao Fundo RGR, na data base de 30 de junho de 2017, de R\$ 1.528 milhões, cuja primeira parcela (1/114) será satisfeita até 31 de julho de 2017.

4. Diante das planilhas encaminhadas pela Eletrobras, a SFF conferiu os valores e os cálculos realizados por essa empresa, bem como refez o cálculo da atualização do valor de R\$ 1.924 milhões, sendo R\$ 1.417 milhões em 114 parcelas mensais, iniciando em julho de 2017 e, até R\$ 506 milhões 30 dias após o recebimento, pela Eletrobras, dos recursos provenientes da alienação das ações da Ceal, Ceron, Cepisa e Eletroacre, considerando as premissas que serão apresentadas abaixo.

5. Primeiramente, cumpre-nos ressaltar o disposto no art. 21-A da Lei nº 12.783/2013:

Art. 21-A. É anuída a recomposição da dívida perante a RGR, pelo valor de compra das distribuidoras adquiridas nos termos do art. 1º da Lei nº 9.619, de 2 de abril de 1998, com a aplicação dos critérios estabelecidos pelo § 5º do art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, em decorrência da operação de que trata a alínea “a” do inciso I do art. 9º da Medida Provisória nº 2.181-45, de 24 de agosto de 2001. (Incluído pela Lei nº 13.299, de 2016) (Vide Decreto nº 9.022, de 2017)

Parágrafo único. Eventuais valores da RGR retidos pela Eletrobras e que excedam o valor da recomposição anuída nos termos do caput deverão ser devolvidos pela Eletrobras à RGR até o ano de 2026, aplicados os critérios estabelecidos pelo § 5º do art. 4º da Lei nº 5.655 de 20 de maio de 1971. (Incluído pela Lei nº 13.299, de 2016) (grifo nosso)

6. Ademais, importante também relembrar o disposto no item (i) do Despacho nº 1.476, emitido pela ANEEL em 30 de maio de 2017, publicado no Diário Oficial da União, de 07 de junho de 2017:

(i) devolver o valor de R\$1.417.481.999,33 (um bilhão, quatrocentos e dezessete milhões, quatrocentos e oitenta e um mil, novecentos e noventa e nove reais e trinta e três centavos), montante histórico referente à amortização de financiamentos não transferidos pela Eletrobras à Reserva Global de Reversão - RGR, apurados no período de 1998 a 2011, aplicando a atualização monetária baseada nos termos do parágrafo único do art. 21-A da Lei 12.783/2013, com redação pela Lei 13.299/2016 e regulamentado pelo Decreto 9.022/2017, em parcelas mensais no período de julho de 2017 a Dezembro de 2026 (grifo nosso)

7. Importante se faz mencionar a legislação acima para contrapor os argumentos da Eletrobras de que a partir de 2005 todos os valores recebidos a título de amortização e juros, líquidos do IR – Fonte, foram integralmente repassados ao Fundo RGR e que do valor determinado à devolução deve ser deduzido os valores correspondentes aos dois últimos meses do ano final do período de fiscalização, tendo em vista que foi efetivamente reposto ao Fundo RGR no início do ano seguinte, valendo dizer 2012, o valor de R\$ 158 milhões.



SGAN - Quadra 603 / Módulo “I” e “J”
CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
Tel. 55 (61) 2192-8600
Ouvidoria: 167
www.aneel.gov.br

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 1A4A4F3B00400C34 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 3 do Ofício nº 400/2017–SFF/ANEEL, de 18/07/2017.

8. Conforme pode-se verificar no processo 48500.005114/2010-11, não há comprovação por parte da Eletrobras da reposição à RGR dos valores acima mencionados, visto que durante todo o processo tanto esta SFF/ANEEL bem como a Diretoria desta Agência não reduziram o montante a ser reposto pela Eletrobras, com exceção do valor de R\$ 506.706.433,66 (quinhentos e seis milhões, setecentos e seis mil, quatrocentos e trinta e três reais e sessenta e seis centavos) referente à compra das ações da Companhia Energética de Alagoas – CEAL, da Companhia Energética do Piauí – CEPISA, da Centrais Elétricas de Rondônia S.A – CERON e da Companhia de Eletricidade do Acre – ELETROACRE. Diante do exposto, tais valores não podem ser excluídos da referida atualização.

9. Ademais, importante destacar a legislação acima visto que esta SFF, ao analisar a planilha de atualização encaminhada, verificou que a Eletrobras equivocadamente apenas corrigiu, nos termos do parágrafo único do art. 21-A da Lei 12.783/2013, com redação pela Lei 13.299/2016 e regulamentado pelo Decreto 9.022/2017, os valores do “principal” não repostos à RGR, deixando de corrigir os demais valores (juros e crédito de IR). Ressalta-se que ambos dispositivos determinam que tais valores sejam atualizados, visto que os mesmos não foram repostos tempestivamente à RGR pela Eletrobras.

10. Além disso, cumpre-nos ressaltar que a Eletrobras deixou de considerar no montante a ser devolvido o valor disposto no item ii.c) do Despacho 1.208, de 10 de maio de 2016, reformado por meio do Despacho nº 2.585, de 27 de setembro de 2016, que determina à Eletrobras “*devolver o valor de R\$113.576.621,62 – montante histórico referente à apropriação da Eletrobras de encargos financeiros da RGR (juros de mora, multas e comissão de reserva de crédito), apurados no período de 1998 a 2011 – aplicando a atualização monetária baseada nos termos do parágrafo único do art. 21-A da Lei 12.783/2013, com redação pela Lei 13.299/2016, a partir de janeiro de 2017, em parcelas mensais*”.

11. Ressalta-se que esse ponto específico não foi objeto de recurso da Eletrobras conforme pode ser verificado no processo, mais precisamente por meio da análise dos documentos SIC nº 48513.025863/2016-00, 48575.001583/2017-00 e 48513.017187/2017-00, motivo pelo qual tal valor não foi abordado no Despacho nº 1.476, de 30 de maio de 2017. Diante do exposto, esta SFF incluiu referido valor no cálculo do montante a ser devolvido pela Eletrobras devidamente atualizado.

12. Cumpre-nos ressaltar ainda que conforme pode-se observar na planilha de atualização elaborada por esta SFF, encaminhada em anexo, que esta Superintendência utilizou as mesmas fórmulas utilizadas pela Eletrobras no cálculo da referida atualização, apenas acrescentando os valores acima relatados, conforme as justificativas apresentadas.

13. Diante de todo o exposto, esta SFF considerou que o valor histórico devido é de R\$ 2.038 milhões (R\$1.924 milhões + R\$ 114 milhões), valor este tomado como base para a incidência de juros de 5% ao ano, com base nos termos do parágrafo único, do art. 21-A da Lei nº 12.783/2013. Portanto, atualizando o montante de R\$ 2.038 milhões a juros de 5% ao ano, atinge-se o valor de R\$ 3.369 milhões (planilhas anexas) que, deduzido o montante de R\$ 986 milhões referente à aquisição das distribuidoras, atualizado à mesma razão, chega-se ao montante a devolver ao Fundo RGR, na data base de 30 de junho de 2017, de R\$ 2.383 milhões, cuja primeira parcela (1/114) deverá ser satisfeita até 31 de julho de 2017.



SGAN - Quadra 603 / Módulo “I” e “J”
CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
Tel. 55 (61) 2192-8600
Ouvidoria: 167
www.aneel.gov.br

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 1A4A4F3B00400C34 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fl. 4 do Ofício nº 400/2017–SFF/ANEEL, de 18/07/2017.

14. Por fim, cumpre-nos ressaltar que estamos encaminhando cópia deste Ofício à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, atual gestora da Reserva Global de Reversão – RGR, para as providências de cobrança, e outras que julgar cabíveis, dos valores a serem restituídos pela Eletrobras, conforme planilha anexa, devendo a primeira parcela ser satisfeita até 31 de julho de 2017.

15. Colocamo-nos à disposição para eventuais esclarecimentos.

Atenciosamente,

TICIANA FREITAS DE SOUSA
Superintendente de Fiscalização Econômica e Financeira

Anexo(s): Citado(s).

C/C: CCEE.



SGAN - Quadra 603 / Módulo "I" e "J"
CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
Tel. 55 (61) 2192-8600
Ouvidoria: 167
www.aneel.gov.br

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 1A4A4F3B00400C34 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

ANEXO 1 do Ofício nº 400/2017-SFF/ANEEL, de 18/07/2017

TABELA I - PLANILHA DA ANEEL (ANUAL) - DATA BASE: 12/2011							
Ano	Amortizações pelos Agentes		Crédito de IR tomado pela	Reposição à RGR			Saldo a Repor à RGR
	Principal	Juros		Principal	Juros	Reembolso das	
1998	342.139,84	3.121,49	780,37	-	-		346.041,70
1999	17.412.225,54	2.887.111,78	721.777,95	8.306.481,99	430.306,48		12.284.326,80
2000	71.418.993,33	10.192.999,13	2.548.249,78	-	-		84.160.242,24
2001	110.404.114,80	17.688.527,58	4.422.131,90	-	-		132.514.774,28
2002	195.736.239,45	75.517.806,07	18.879.451,52	-	-		290.133.497,03
2003	331.816.328,16	162.447.181,10	40.611.795,27	-	-		534.875.304,53
2004	276.252.343,95	90.023.469,02	22.505.867,25	-	-		388.781.680,23
2005	272.387.109,95	83.379.235,75	20.844.808,94	45.422.964,82	15.005.839,42		316.182.350,39
2006	322.876.348,21	97.238.668,59	24.309.667,15	474.102.609,39	144.698.250,85		(174.376.176,29)
2007	447.256.706,85	321.849.618,57	80.462.404,64	362.469.430,54	147.566.772,77		339.532.526,76
2008	444.814.943,34	126.079.581,22	31.519.895,30	483.566.415,44	287.850.403,92		(169.002.399,50)
2009	567.376.586,88	191.654.285,91	47.913.571,48	547.595.566,18	179.673.913,66		79.674.964,43
2010	667.276.985,84	232.335.515,17	58.083.878,79	638.212.167,65	226.659.213,39		92.824.998,76
2011	726.334.512,07	239.604.940,48	59.901.235,12	769.738.884,13	259.846.477,39		(3.744.673,85)
TOTAL	4.451.705.578,22	1.650.902.061,86	412.725.515,46	3.329.414.520,14	1.261.731.177,88	-	1.924.187.457,52





ANEXO 2 do Ofício nº 400/2017–SFF/ANEEL, de 18/07/2017

TABELA II - PLANILHA DA ANEEL - MÊS A MÊS - ATUALIZAÇÃO											
MÊS/ANO	Amortizações pelos Agentes		Crédito de IR tomado pela Eletrobras *	Reposição à RGR		Saldo a Repor RGR - Amortiz	Outros Valores Despacho 63/2014			Total a Repor RGR - Valor Histórico	Atualização 30/06/2017
	Principal	Juros		Principal	Juros		Juros de Mora	Multa	Comissão de Reserva de Crédito		
nov/98	296.590,79	2.207,96	551,99	-	-	299.350,74	-	-	-	299.350,74	282.179,65
dez/98	45.549,05	913,53	228,38	-	-	46.690,96	-	-	-	46.690,96	43.811,68
jan/99	99.136,86	3.558,87	889,72	-	-	103.585,44	-	-	-	103.585,44	96.751,68
fev/99	363.731,46	10.923,25	2.730,81	-	-	377.385,52	-	-	-	377.385,52	351.020,95
mar/99	190.434,70	19.666,16	4.916,54	-	-	215.017,40	-	-	-	215.017,40	199.070,28
abr/99	590.712,56	86.497,22	21.624,30	-	-	698.834,08	-	-	-	698.834,08	644.092,07
mai/99	781.377,09	116.162,06	29.040,52	-	-	926.579,67	-	-	-	926.579,67	850.008,16
jun/99	953.799,53	139.575,66	34.893,91	-	-	1.128.269,11	364,88	-	-	1.128.633,99	1.030.662,29
jul/99	1.247.233,53	198.593,96	49.648,49	8.306.481,99	430.306,48	(7.241.312,50)	-	-	-	(7.241.312,50)	6.581.548,47
ago/99	1.893.037,62	353.811,45	88.452,86	-	-	2.335.301,93	-	-	-	2.335.301,93	2.112.475,21
set/99	2.227.590,33	354.553,60	88.638,40	-	-	2.670.782,32	-	-	-	2.670.782,32	2.404.816,92
out/99	2.703.871,40	404.131,39	101.032,85	-	-	3.209.035,63	-	-	-	3.209.035,63	2.875.652,48
nov/99	2.955.381,61	735.245,11	183.811,28	-	-	3.874.438,00	-	-	-	3.874.438,00	3.455.783,45
dez/99	3.405.918,86	464.393,07	116.098,27	-	-	3.986.410,20	-	-	-	3.986.410,20	3.538.492,72
jan/00	3.390.934,32	477.517,97	119.379,49	-	-	3.987.831,78	-	-	-	3.987.831,78	3.522.584,74
fev/00	7.273.724,21	1.223.376,92	305.844,23	-	-	8.802.945,36	-	-	-	8.802.945,36	7.740.478,76
mar/00	5.748.136,43	850.100,00	212.525,00	-	-	6.810.761,43	-	-	-	6.810.761,43	5.959.416,25
abr/00	5.470.555,69	824.515,57	206.128,89	-	-	6.501.200,16	-	-	-	6.501.200,16	5.661.461,80
mai/00	5.590.504,54	824.034,89	206.008,72	-	-	6.620.548,16	-	-	-	6.620.548,16	5.736.888,88
jun/00	5.591.031,13	786.329,58	196.582,40	-	-	6.573.943,11	-	-	-	6.573.943,11	5.669.112,88
jul/00	5.356.607,72	763.843,66	190.960,91	-	-	6.311.412,30	-	-	-	6.311.412,30	5.415.542,38
ago/00	6.529.099,87	924.081,05	231.020,26	-	-	7.684.201,18	1,95	-	-	7.684.203,13	6.560.388,43
set/00	6.606.420,61	861.768,28	215.442,07	-	-	7.683.630,96	34,54	-	841.085,00	8.524.750,50	7.242.485,94
out/00	6.245.072,25	888.692,77	222.173,19	-	-	7.355.938,21	-	-	-	7.355.938,21	6.217.811,11
nov/00	6.869.670,39	908.407,83	227.101,96	-	-	8.005.180,17	0,55	-	356.972,67	8.362.153,39	7.033.500,13
dez/00	6.747.236,18	860.330,60	215.082,65	-	-	7.822.649,43	-	-	658.309,02	8.480.958,45	7.096.913,15
jan/01	8.152.227,23	1.116.261,21	279.065,30	-	-	9.547.553,74	-	-	-	9.547.553,74	7.948.338,49
fev/01	7.805.497,16	1.054.247,64	263.561,91	-	-	9.123.306,71	-	-	-	9.123.306,71	7.559.673,31
mar/01	8.335.499,49	1.079.499,95	269.874,99	-	-	9.684.874,42	-	-	-	9.684.874,42	7.983.295,79
abr/01	8.699.029,38	1.222.416,24	305.604,06	-	-	10.227.049,68	-	-	-	10.227.049,68	8.387.601,16
mai/01	9.264.567,58	1.375.234,58	343.808,64	-	-	10.983.610,80	-	-	-	10.983.610,80	8.960.795,81
jun/01	7.835.362,48	1.289.535,36	322.383,84	-	-	9.447.281,68	-	-	-	9.447.281,68	7.668.043,63
jul/01	9.361.827,06	1.787.887,99	446.972,00	-	-	11.596.687,04	-	-	-	11.596.687,04	9.362.714,14
ago/01	9.416.614,97	1.777.939,40	444.484,85	-	-	11.639.039,22	-	-	-	11.639.039,22	9.346.795,11
set/01	9.143.943,74	1.754.570,47	438.642,62	-	-	11.337.156,83	-	-	-	11.337.156,83	9.057.128,62
out/01	16.155.371,60	1.652.675,54	413.160,89	-	-	18.221.216,03	-	-	-	18.221.216,03	14.478.274,57
nov/01	8.044.976,28	1.790.439,69	447.609,92	-	-	10.283.025,88	-	-	-	10.283.025,88	8.127.875,04
dez/01	8.189.197,85	1.787.819,52	446.954,88	-	-	10.423.972,24	2.555,05	-	167.545,12	10.594.072,41	8.328.118,03
jan/02	9.846.080,52	4.941.127,07	1.235.281,77	-	-	16.022.489,36	1.339,10	-	681.813,77	16.705.642,23	13.060.563,90
fev/02	10.965.601,41	5.431.295,58	1.357.823,89	-	-	17.754.720,88	6.212,69	-	44.783,07	17.805.716,64	13.851.363,73
mar/02	13.291.692,42	5.725.586,50	1.431.396,62	-	-	20.448.675,54	10.424,55	-	269.404,46	20.728.504,55	16.035.801,41
abr/02	11.193.768,71	5.657.714,25	1.414.428,56	-	-	18.265.911,52	3.130,55	-	108.855,41	18.377.897,48	14.140.771,12
mai/02	12.386.919,47	6.015.258,26	1.503.814,56	-	-	19.905.992,30	3.154,15	-	808.815,23	20.717.961,68	15.852.118,18
jun/02	12.522.340,30	6.075.453,44	1.518.863,36	-	-	20.116.657,09	16.077,21	-	183.625,34	20.316.359,64	15.460.185,35
jul/02	11.662.586,42	5.784.386,36	1.446.096,59	-	-	18.893.069,37	3.821,82	-	103.694,42	19.000.585,61	14.377.109,78
ago/02	12.383.649,73	5.864.147,34	1.466.036,84	-	-	19.713.833,91	11.583,75	-	810.760,40	20.536.178,06	15.450.621,74
set/02	23.475.649,12	8.610.123,55	2.152.530,89	-	-	34.238.303,57	199.179,74	-	344.247,22	34.781.730,53	26.023.497,55
out/02	19.402.756,77	6.560.242,25	1.640.060,56	-	-	27.603.059,59	53.853,70	-	949.039,18	28.605.952,47	21.279.650,20
nov/02	14.263.452,37	8.255.229,36	2.063.807,34	-	-	24.582.489,07	21.400,38	-	191.152,30	24.795.041,75	18.341.443,38
dez/02	44.341.742,21	6.597.242,11	1.649.310,53	-	-	52.588.294,84	7.665,74	-	1.052.454,57	53.648.415,15	39.453.938,64
jan/03	14.790.861,93	9.370.352,27	2.342.588,07	-	-	26.503.802,26	327,92	-	1.117.175,70	27.621.305,88	20.194.243,63
fev/03	14.865.335,65	9.733.096,83	2.433.274,21	-	-	27.031.706,70	5.047,55	-	284.177,55	27.320.931,80	19.868.388,73
mar/03	15.731.899,69	7.937.880,42	1.984.470,11	-	-	25.654.250,22	13.290,93	-	148.489,73	25.816.030,88	18.662.838,99
abr/03	14.368.278,51	7.718.539,00	1.929.634,75	-	-	24.016.452,25	13.288,25	-	24.029.740,50	24.046.192,75	17.721.375,99
mai/03	20.965.411,35	8.339.130,80	2.084.782,70	-	-	31.389.324,85	14.130,03	-	-	31.403.454,88	22.436.023,87
jun/03	19.494.370,22	8.221.255,41	2.055.313,85	-	-	29.770.939,48	180.738,52	-	389.474,62	30.341.152,62	21.550.646,46
jul/03	19.717.034,20	8.994.836,48	2.248.709,12	-	-	30.960.579,79	4.497,46	-	-	30.965.077,25	21.860.484,40
ago/03	27.518.769,05	8.729.286,62	2.182.321,65	-	-	38.430.377,33	282,22	-	285.081,27	38.715.740,82	27.165.544,81
set/03	20.374.725,41	7.120.964,99	1.780.241,25	-	-	29.275.931,64	1.581,51	-	-	29.276.090,15	20.420.072,88
out/03	20.536.095,27	7.034.021,81	1.758.505,45	-	-	29.328.622,52	-	-	326.950,56	29.655.573,08	20.557.078,51
nov/03	21.610.295,23	7.273.457,31	1.818.364,33	-	-	30.702.116,86	42,57	-	-	30.702.159,43	21.154.640,68
dez/03	121.843.251,67	71.974.359,18	17.993.589,79	-	-	211.811.206,64	5.747.608,50	-	123.663,74	217.682.472,88	149.052.026,57
jan/04	19.664.526,41	9.537.059,01	2.384.264,75	-	-	31.585.850,17	53.598,77	-	601.471,93	32.240.920,87	21.937.259,91
fev/04	20.184.698,41	6.483.068,48	1.620.767,12	-	-	28.288.534,02	939,22	-	-	28.289.473,24	19.134.685,37
mar/04	23.504.929,99	7.585.708,68	1.896.427,17	-	-	32.987.065,85	6.533,31	-	478.466,67	33.472.065,83	22.496.017,58
abr/04	22.038.680,46	8.173.063,70	2.043.265,92	-	-	32.255.010,08	738,15	-	545.273,40	32.801.021,63	21.908.349,03
mai/04	19.910.321,82	6.600.119,81	1.650.029,95	-	-	28.160.471,58	4.151,66	-	264.867,36	28.429.490,60	18.866.125,85
jun/04	24.456.042,29	7.511.822,10	1.877.955,53	-	-	32.845.819,92	705,62	-	148.551,66	33.995.077,20	22.417.864,80
jul/04	23.895.581,68	7.099.893,71	1.774.973,43	-	-	32.770.448,83	-	-	759.275,34	33.529.724,17	21.966.626,23
ago/04	25.650.867,95	8.143.554,10	2.035.888,53	-	-	35.830.310,58	10.400,06	-	535.315,83	36.376.026,47	23.674.730,56
set/04	23.300.182,00	7.093.639,08	1.773.409,77	-	-	32.367.230,85	-	-	-	32.367.230,85	20.930.809,28
out/04	19.082.495,84	4.300.980,99	1.075.245,25	-	-	24.458.722,07	4,27	-	33.049,24	24.491.775,58	15.732.564,18
nov/04	26.700.927,93	9.756.471,14	2.439.117,79	-	-	38.896.516,86	4,27	-	66.032,83	38.962.553,96	24.865.685,48
dez/04	27.663.089,17	7.738.088,20	1.934.522,05	-	-	37.335.699,42	2.481,19	-	1.480.929,00	38.819.109,61	24.607.002,26

SGAN - Quadra 603 / Módulo "I" e "J"
 CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
 Tel. 55 (61) 2192-8600
 Ouvidoria: 167
www.aneel.gov.br



ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 1A4A4F3B00400C34 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



jan/05	21.120.826,79	4.982.566,44	1.245.641,61	-	-	27.349.034,85	8,74	-	-	880.774,79	28.229.818,37	17.773.023,15
fev/05	24.752.737,22	7.280.330,01	1.820.082,50	-	-	33.853.149,74	-	-	-	202.250,14	34.055.399,87	21.308.274,50
mar/05	29.529.015,06	9.370.742,77	2.342.685,69	20.719.074,43	5.916.835,42	14.606.533,67	-	-	-	350.009,38	14.956.543,04	9.293.829,66
abr/05	20.444.720,99	7.320.486,98	1.830.121,75	24.703.890,39	9.089.004,00	(4.197.564,68)	297,38	-	-	-	(4.197.267,30)	2.590.646,65
mai/05	35.988.590,98	6.942.163,41	1.735.540,85	-	-	44.666.295,25	-	-	-	-	44.666.295,25	27.376.716,79
jun/05	21.866.987,60	7.208.937,50	1.802.234,37	-	-	30.878.159,47	8.268,52	-	-	-	30.886.427,99	18.802.113,04
jul/05	16.544.318,64	4.832.945,30	1.208.236,33	-	-	22.585.500,27	1.242,78	-	-	-	22.586.743,04	13.652.431,35
ago/05	18.681.940,73	4.819.603,21	1.204.900,80	-	-	24.706.444,74	2.328,97	-	-	-	24.708.773,71	14.828.696,00
set/05	26.111.621,40	9.717.032,08	2.429.258,02	-	-	38.257.911,50	6.326,50	-	-	-	38.264.238,00	22.804.422,95
out/05	19.187.573,53	7.021.938,05	1.755.484,51	-	-	27.964.996,09	312.479,70	-	-	-	28.277.475,80	16.730.839,85
nov/05	21.131.622,64	8.782.443,27	2.195.610,82	-	-	32.109.676,72	57.094,81	-	-	965.449,82	33.132.221,34	19.465.180,04
dez/05	17.027.154,37	5.100.046,72	1.275.011,68	-	-	23.402.212,78	6.654,59	-	-	93.036,43	23.501.903,80	13.706.179,73
jan/06	27.849.857,59	9.827.620,53	2.456.905,13	201.016.544,30	60.573.452,95	(221.455.613,99)	3.616,02	-	-	47.900,46	(221.404.097,51)	128.168.372,01
fev/06	22.945.851,29	7.419.378,16	1.854.844,54	16.610.380,28	4.866.653,24	10.743.040,47	210,66	-	-	-	10.743.251,14	6.177.369,40
mar/06	18.145.657,28	4.946.597,48	1.236.649,37	27.433.083,50	9.595.662,60	(12.699.841,97)	-	-	-	-	(12.699.841,97)	7.247.729,26
abr/06	18.123.989,21	4.989.065,82	1.247.266,46	22.529.077,20	7.188.684,89	(5.357.440,60)	807,60	-	-	-	(5.356.633,00)	3.034.681,39
mai/06	53.897.379,06	16.227.499,39	4.056.874,85	17.728.883,19	4.717.371,74	51.735.498,37	25.704,18	490,33	-	-	51.761.692,87	29.101.573,99
jun/06	20.645.806,48	8.178.735,39	2.044.683,85	17.707.215,12	4.761.229,32	8.400.781,28	118.255,76	30.817,07	-	-	8.549.854,11	4.771.293,59
jul/06	23.457.158,32	7.453.840,08	1.863.460,02	49.903.192,59	15.989.220,05	(33.17.954,23)	5.459,48	18.297,70	-	-	(33.094.197,05)	18.325.911,62
ago/06	27.839.552,98	7.501.064,80	1.875.266,20	19.891.537,44	7.953.677,39	9.370.669,14	4.805,01	-	-	-	9.375.474,15	5.151.302,19
set/06	24.824.973,34	7.413.811,53	1.853.452,88	23.457.158,32	7.453.840,08	3.181.239,35	33,08	-	-	-	3.181.272,43	1.734.677,16
out/06	26.855.251,96	7.589.929,75	1.889.732,44	21.764.427,06	5.355.262,74	9.184.224,35	2.247,66	435,42	-	-	9.186.907,43	4.969.861,73
nov/06	29.617.214,01	8.006.290,43	2.001.572,61	24.408.199,25	7.179.081,88	8.037.795,92	3.729,85	-	-	3.335.570,62	11.377.096,39	6.107.288,55
dez/06	28.673.656,70	7.715.835,22	1.928.958,80	31.652.911,14	9.064.113,97	(2.398.574,39)	17.855,77	-	-	-	(2.380.718,62)	1.267.732,67
jan/07	37.021.299,66	11.993.984,51	2.998.496,13	28.484.805,33	7.569.701,55	15.959.273,41	6.013,42	383,85	-	-	15.965.670,68	8.432.978,56
fev/07	30.740.398,27	13.483.605,78	3.370.901,45	28.256.882,61	7.499.112,69	11.838.910,19	14.394,40	-	-	69.531,90	11.922.836,49	6.251.209,41
mar/07	35.087.194,67	15.016.051,08	3.754.012,77	36.527.533,67	11.749.146,22	5.580.578,64	564,06	-	-	-	33.644,46	5.614.787,16
abr/07	29.714.206,99	13.504.287,96	3.376.071,99	30.323.624,18	13.269.661,75	3.001.281,01	269,33	-	-	-	33.644,46	3.035.194,80
mai/07	28.570.498,74	13.024.899,27	3.256.224,82	34.659.909,78	14.803.461,27	(4.611.748,22)	122,67	-	-	-	33.644,46	(4.577.981,09)
jun/07	27.814.390,41	13.116.002,83	3.279.000,71	29.297.432,90	13.293.068,43	1.618.892,61	545,94	-	-	-	32.659,02	1.652.097,57
jul/07	24.436.984,65	12.543.235,86	3.135.808,97	28.093.951,85	12.793.007,05	(770.929,42)	-	-	-	-	32.940,60	(737.988,82)
ago/07	27.553.786,07	13.357.348,13	3.339.337,03	27.323.074,05	12.870.736,33	4.056.660,85	908,54	-	-	-	32.940,58	4.090.509,97
set/07	41.733.960,54	14.007.222,44	3.501.805,61	22.863.153,97	12.537.989,76	23.841.844,86	617.390,06	15.385,15	-	-	32.940,58	24.507.560,65
out/07	29.053.498,13	14.636.069,14	3.659.017,29	26.694.596,00	12.944.584,36	7.709.404,20	1.982,56	2.595,73	-	-	33.184,02	7.747.166,51
nov/07	29.831.091,78	14.029.926,52	3.507.481,63	41.207.742,16	13.802.971,66	(7.742.213,89)	126,54	66,22	-	-	15.915,25	(7.590.105,88)
dez/07	105.699.396,94	173.136.985,05	43.284.246,26	28.636.724,04	14.433.331,70	279.050.572,51	57.574.525,44	1.469,66	-	-	73.518,67	336.700.086,28
jan/08	28.552.021,63	10.109.727,28	2.527.431,82	28.772.027,56	13.826.344,74	(1.409.191,57)	1.498.047,47	-	-	-	51.103,51	13.959,41
fev/08	31.290.360,01	9.321.745,60	2.330.436,40	132.751.400,09	182.671.480,53	(272.408.338,60)	-	-	-	1.955,25	68.683,18	(272.409.700,17)
mar/08	28.007.198,83	9.623.045,54	2.405.761,38	-	-	40.036.005,75	264,08	41,66	-	-	115.966,31	40.156.403,10
abr/08	30.281.673,91	8.767.986,89	2.191.996,72	27.995.114,61	9.124.472,54	4.122.070,37	480,68	326,173,19	-	-	99.312,82	4.548.037,06
mai/08	35.078.734,45	10.670.078,35	2.697.519,59	27.584.175,42	9.426.713,32	11.555.443,64	538,34	-	-	-	169.048,35	11.725.030,33
jun/08	37.545.696,93	10.388.298,90	2.659.574,73	29.864.899,83	8.573.492,31	12.405.178,41	1.663,40	4.101,37	-	-	164.257,90	12.575.201,08
jul/08	40.964.690,89	10.712.429,84	2.678.107,46	34.650.200,52	10.596.973,02	9.108.054,66	15.368,56	10.229,46	-	-	196.266,79	9.302.919,47
ago/08	41.492.453,98	10.177.746,99	2.544.436,75	33.967.933,70	10.422.425,92	9.824.278,10	12.038,81	9.369,89	-	-	183.033,74	10.028.720,54
set/08	44.609.267,90	12.488.208,00	2.607.052,00	40.543.941,69	10.522.103,01	6.578.483,20	5.662,70	16.135,58	-	-	224.407,90	6.824.689,38
out/08	42.585.322,40	10.243.042,25	3.160.760,56	41.075.679,89	9.988.809,40	7.324.635,91	44.351,02	58.079,19	-	-	188.239,60	7.741.665,51
nov/08	38.456.632,37	11.150.559,46	2.787.639,87	44.192.493,81	10.240.705,97	(2.038.368,08)	-	-	-	-	190.129,93	(1.848.238,15)
dez/08	45.950.890,04	11.716.712,13	2.929.178,03	42.128.548,32	12.456.883,16	5.971.348,72	985,65	11.579,95	-	-	211.529,66	6.190.443,26
jan/09	41.344.746,25	16.201.687,73	4.050.421,93	38.009.858,29	10.965.789,61	14.391.208,02	1.806,43	17.810,22	-	-	209.278,56	14.620.103,23
fev/09	43.363.572,92	19.497.666,10	3.874.416,53	45.502.922,35	11.533.320,17	5.699.413,03	-	-	-	-	213.987,15	5.913.400,12
mar/09	48.597.044,24	15.913.295,17	3.978.323,79	85.651.553,22	31.336.760,38	(48.499.506,39)	7.542,01	24.701,82	-	-	216.901,26	(48.250.505,30)
abr/09	46.261.878,00	15.597.127,02	3.899.281,75	-	-	65.758.286,77	6.667,62	-	-	-	229.060,13	65.994.014,51
mai/09	45.006.660,59	15.398.854,21	3.847.713,55	48.045.462,09	15.734.221,25	465.545,01	2,88	-	-	-	229.341,05	694.888,94
jun/09	46.786.867,63	15.576.555,66	3.894.138,91	45.845.103,92	15.419.303,41	4.993.154,87	1.587,51	25.803,88	-	-	230.348,22	5.221.894,48
jul/09	51.757.556,09	16.076.582,02	4.019.145,51	44.589.886,51	15.214.419,85	12.048.977,26	-	-	-	-	291.681,66	12.340.658,92
ago/09	45.765.348,61	15.812.871,84	3.953.217,96	46.370.093,55	15.401.556,86	3.759.778,00	460,76	-	-	-	343.199,42	4.103.448,18
set/09	50.023.710,80	16.439.936,65	4.109.984,16	51.338.646,93	15.902.926,15	3.332.058,53	-	-	-	-	376.838,29	3.708.896,82
out/09	47.673.302,16	16.425.347,00	4.106.336,75	45.348.574,53	15.640.605,22	7.215.806,16	114,61	-	-	-	330.040,45	7.545.961,22
nov/09	47.766.623,63	15.810.373,17	3.952.593,29	49.606.936,72	16.269.151,89	1.653.501,48	200,68	3,26	-	-	352.276,47	2.005.981,89
dez/09	51.229.275,98	16.911.989,34	4.227.997,33	47.256.528,07	16.255.858,87	8.856.875,71	24.965,90	27.501,68	-	-	373.511,81	9.282.855,09
jan/10	51.569.175,13	19.686.871,93	4.921.717,98	47.349.849,54	15.642.274,29	13.185.641,22	117.533,22	-	-	-	510.076,86	13.813.251,29
fev/10	50.513.529,10	19.697.430,66	4.924.357,67	50.812.501,89	16.745.279,70	7.577.535,84	8.130,11	-	-	-	539.054,46	8.124.720,41
mar/10	51.418.272,17	19.331.333,61	4.832.833,40	101.873.679,10	39.383.683,23	(65.674.923,15)	34,66	-	-	-	589.193,87	(65.085.694,62)
abr/10	50.753.305,88	19.464.808,01	4.866.202,00	-	-	75.084.315,89	33,68	-	-	-	542.815,97	75.627.165,54
mai/10	53.889.603,89	19.432.587,93	4.858.146,98	51.418.272,17	19.331.333,61	7.430.733,02	36,50	91,55	-	-	547.532,55	7.978.393,63
jun/10	52.160.218,42	19.347.725,23	4.836.931,31	50.753.305,88	19.464.808,01	6.126.761,07	-	135,58	-	-	570.383,75	6.697.280,41
jul/10	52.747.051,18	19.487.152,12	4.871.788,03	53.889.603,89	19.432.587,93	3.783.799,51	18,38	-	-	-	688.904,94	4.472.722,84
ago/10	53.056.955,33	18.600.878,10	4.650.219,53	104.907.269,60	38.834.877,35	(67.434.093,99)	729,53	-	-	-	684.350,05	(66.749.014,41)
set/10	61.135.634,17	20.085.623,00	5.021.405,75	-	-	88.242.662,92	18.576,51					



ANEXO 3 do Ofício nº /2017-SFF/ANEEL, de 18/07/2017

COMPRAS DE AÇÕES ACUMULADAS POR PERÍODO - ATUALIZAÇÃO							
Empresas	1996	1997	Até Outubro/1998	Total em valor histórico	Juros de 5% a.a. até 31/10/1998	Total atualizado 31/10/1998	Atualização 30/06/2017
CEAL		107.700.000,00	61.000.000,00	168.700.000,00	6.661.178,08	175.361.178,08	166.032.937,64
CELPA		70.088.384,07		70.088.384,07	4.764.890,36	74.853.274,43	70.871.496,08
CEPISA	20.003.368,27	100.000.000,00		120.003.368,27	6.733.190,47	126.736.558,74	119.994.877,91
CERON	22.100.000,00	56.000.000,00	17.703.417,75	95.803.417,75	4.763.306,03	100.566.723,78	95.217.132,78
ELETRACRE		15.000.000,00	13.000.000,00	28.000.000,00	1.188.698,63	29.188.698,63	27.636.022,02
TOTAL	42.103.368,27	348.788.384,07	91.703.417,75	482.595.170,09	24.111.263,57	506.706.433,66	479.752.466,43
TOTAL ATUALIZADO							986.458.900,09



SGAN - Quadra 603 / Módulo "I" e "J"
 CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
 Tel. 55 (61) 2192-8600
 Ouvidoria: 167
www.aneel.gov.br

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 1A4A4F3B00400C34 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



ANEXO 4 do Ofício nº 400/2017-SFF/ANEEL, de 18/07/2017

FLUXO DE PAGAMENTOS - CALCULO SFF/ANEEL				
Data	Saldo Devedor	Principal	juros	Total Pagamento
30/06/2017	2.382.620.047,41			
31/07/2017	2.361.719.871,55	20.900.175,85	9.927.583,53	30.827.759,39
31/08/2017	2.340.819.695,70	20.900.175,85	9.840.499,46	30.740.675,32
30/09/2017	2.319.919.519,84	20.900.175,85	9.753.415,40	30.653.591,25
31/10/2017	2.299.019.343,99	20.900.175,85	9.666.331,33	30.566.507,19
30/11/2017	2.278.119.168,13	20.900.175,85	9.579.247,27	30.479.423,12
31/12/2017	2.257.218.992,28	20.900.175,85	9.492.163,20	30.392.339,05
31/01/2018	2.236.318.816,42	20.900.175,85	9.405.079,13	30.305.254,99
28/02/2018	2.215.418.640,57	20.900.175,85	9.317.995,07	30.218.170,92
31/03/2018	2.194.518.464,72	20.900.175,85	9.230.911,00	30.131.086,86
30/04/2018	2.173.618.288,86	20.900.175,85	9.143.826,94	30.044.002,79
31/05/2018	2.152.718.113,01	20.900.175,85	9.056.742,87	29.956.918,72
30/06/2018	2.131.817.937,15	20.900.175,85	8.969.658,80	29.869.834,66
31/07/2018	2.110.917.761,30	20.900.175,85	8.882.574,74	29.782.750,59
31/08/2018	2.090.017.585,44	20.900.175,85	8.795.490,67	29.695.666,53
30/09/2018	2.069.117.409,59	20.900.175,85	8.708.406,61	29.608.582,46
31/10/2018	2.048.217.233,73	20.900.175,85	8.621.322,54	29.521.498,39
30/11/2018	2.027.317.057,88	20.900.175,85	8.534.238,47	29.434.414,33
31/12/2018	2.006.416.882,03	20.900.175,85	8.447.154,41	29.347.330,26
31/01/2019	1.985.516.706,17	20.900.175,85	8.360.070,34	29.260.246,20
28/02/2019	1.964.616.530,32	20.900.175,85	8.272.986,28	29.173.162,13
31/03/2019	1.943.716.354,46	20.900.175,85	8.185.902,21	29.086.078,06
30/04/2019	1.922.816.178,61	20.900.175,85	8.098.818,14	28.998.994,00
31/05/2019	1.901.916.002,75	20.900.175,85	8.011.734,08	28.911.909,93
30/06/2019	1.881.015.826,90	20.900.175,85	7.924.650,01	28.824.825,87
31/07/2019	1.860.115.651,05	20.900.175,85	7.837.565,95	28.737.741,80
31/08/2019	1.839.215.475,19	20.900.175,85	7.750.481,88	28.650.657,73
30/09/2019	1.818.315.299,34	20.900.175,85	7.663.397,81	28.563.573,67
31/10/2019	1.797.415.123,48	20.900.175,85	7.576.313,75	28.476.489,60
30/11/2019	1.776.514.947,63	20.900.175,85	7.489.229,68	28.389.405,54
31/12/2019	1.755.614.771,77	20.900.175,85	7.402.145,62	28.302.321,47
31/01/2020	1.734.714.595,92	20.900.175,85	7.315.061,55	28.215.237,40
29/02/2020	1.713.814.420,06	20.900.175,85	7.227.977,48	28.128.153,34
31/03/2020	1.692.914.244,21	20.900.175,85	7.140.893,42	28.041.069,27
30/04/2020	1.672.014.068,36	20.900.175,85	7.053.809,35	27.953.985,21
31/05/2020	1.651.113.892,50	20.900.175,85	6.966.725,28	27.866.901,14
30/06/2020	1.630.213.716,65	20.900.175,85	6.879.641,22	27.779.817,07
31/07/2020	1.609.313.540,79	20.900.175,85	6.792.557,15	27.692.733,01
31/08/2020	1.588.413.364,94	20.900.175,85	6.705.473,09	27.605.648,94
30/09/2020	1.567.513.189,08	20.900.175,85	6.618.389,02	27.518.564,88
31/10/2020	1.546.613.013,23	20.900.175,85	6.531.304,95	27.431.480,81
30/11/2020	1.525.712.837,37	20.900.175,85	6.444.220,89	27.344.396,74
31/12/2020	1.504.812.661,52	20.900.175,85	6.357.136,82	27.257.312,68
31/01/2021	1.483.912.485,67	20.900.175,85	6.270.052,76	27.170.228,61
28/02/2021	1.463.012.309,81	20.900.175,85	6.182.968,69	27.083.144,54
31/03/2021	1.442.112.133,96	20.900.175,85	6.095.884,62	26.996.060,48
30/04/2021	1.421.211.958,10	20.900.175,85	6.008.800,56	26.908.976,41
31/05/2021	1.400.311.782,25	20.900.175,85	5.921.716,49	26.821.892,35
30/06/2021	1.379.411.606,39	20.900.175,85	5.834.632,43	26.734.808,28
31/07/2021	1.358.511.430,54	20.900.175,85	5.747.548,36	26.647.724,21
31/08/2021	1.337.611.254,68	20.900.175,85	5.660.464,29	26.560.640,15
30/09/2021	1.316.711.078,83	20.900.175,85	5.573.380,23	26.473.556,08
31/10/2021	1.295.810.902,98	20.900.175,85	5.486.296,16	26.386.472,02
30/11/2021	1.274.910.727,12	20.900.175,85	5.399.212,10	26.299.387,95
31/12/2021	1.254.010.551,27	20.900.175,85	5.312.128,03	26.212.303,88



SGAN - Quadra 603 / Módulo "I" e "J"
 CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
 Tel. 55 (61) 2192-8600
 Ouvidoria: 167
www.aneel.gov.br

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 1A4A4F3B00400C34 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



31/01/2022	1.233.110.375,41	20.900.175,85	5.225.043,96	26.125.219,82
28/02/2022	1.212.210.199,56	20.900.175,85	5.137.959,90	26.038.135,75
31/03/2022	1.191.310.023,70	20.900.175,85	5.050.875,83	25.951.051,69
30/04/2022	1.170.409.847,85	20.900.175,85	4.963.791,77	25.863.967,62
31/05/2022	1.149.509.671,99	20.900.175,85	4.876.707,70	25.776.883,55
30/06/2022	1.128.609.496,14	20.900.175,85	4.789.623,63	25.689.799,49
31/07/2022	1.107.709.320,29	20.900.175,85	4.702.539,57	25.602.715,42
31/08/2022	1.086.809.144,43	20.900.175,85	4.615.455,50	25.515.631,36
30/09/2022	1.065.908.968,58	20.900.175,85	4.528.371,44	25.428.547,29
31/10/2022	1.045.008.792,72	20.900.175,85	4.441.287,37	25.341.463,22
30/11/2022	1.024.108.616,87	20.900.175,85	4.354.203,30	25.254.379,16
31/12/2022	1.003.208.441,01	20.900.175,85	4.267.119,24	25.167.295,09
31/01/2023	982.308.265,16	20.900.175,85	4.180.035,17	25.080.211,03
28/02/2023	961.408.089,30	20.900.175,85	4.092.951,10	24.993.126,96
31/03/2023	940.507.913,45	20.900.175,85	4.005.867,04	24.906.042,89
30/04/2023	919.607.737,60	20.900.175,85	3.918.782,97	24.818.958,83
31/05/2023	898.707.561,74	20.900.175,85	3.831.698,91	24.731.874,76
30/06/2023	877.807.385,89	20.900.175,85	3.744.614,84	24.644.790,70
31/07/2023	856.907.210,03	20.900.175,85	3.657.530,77	24.557.706,63
31/08/2023	836.007.034,18	20.900.175,85	3.570.446,71	24.470.622,56
30/09/2023	815.106.858,32	20.900.175,85	3.483.362,64	24.383.538,50
31/10/2023	794.206.682,47	20.900.175,85	3.396.278,58	24.296.454,43
30/11/2023	773.306.506,61	20.900.175,85	3.309.194,51	24.209.370,36
31/12/2023	752.406.330,76	20.900.175,85	3.222.110,44	24.122.286,30
31/01/2024	731.506.154,91	20.900.175,85	3.135.026,38	24.035.202,23
29/02/2024	710.605.979,05	20.900.175,85	3.047.942,31	23.948.118,17
31/03/2024	689.705.803,20	20.900.175,85	2.960.858,25	23.861.034,10
30/04/2024	668.805.627,34	20.900.175,85	2.873.774,18	23.773.950,03
31/05/2024	647.905.451,49	20.900.175,85	2.786.690,11	23.686.865,97
30/06/2024	627.005.275,63	20.900.175,85	2.699.606,05	23.599.781,90
31/07/2024	606.105.099,78	20.900.175,85	2.612.521,98	23.512.697,84
31/08/2024	585.204.923,92	20.900.175,85	2.525.437,92	23.425.613,77
30/09/2024	564.304.748,07	20.900.175,85	2.438.353,85	23.338.529,70
31/10/2024	543.404.572,22	20.900.175,85	2.351.269,78	23.251.445,64
30/11/2024	522.504.396,36	20.900.175,85	2.264.185,72	23.164.361,57
31/12/2024	501.604.220,51	20.900.175,85	2.177.101,65	23.077.277,51
31/01/2025	480.704.044,65	20.900.175,85	2.090.017,59	22.990.193,44
28/02/2025	459.803.868,80	20.900.175,85	2.002.933,52	22.903.109,37
31/03/2025	438.903.692,94	20.900.175,85	1.915.849,45	22.816.025,31
30/04/2025	418.003.517,09	20.900.175,85	1.828.765,39	22.728.941,24
31/05/2025	397.103.341,23	20.900.175,85	1.741.681,32	22.641.857,18
30/06/2025	376.203.165,38	20.900.175,85	1.654.597,26	22.554.773,11
31/07/2025	355.302.989,53	20.900.175,85	1.567.513,19	22.467.689,04
31/08/2025	334.402.813,67	20.900.175,85	1.480.429,12	22.380.604,98
30/09/2025	313.502.637,82	20.900.175,85	1.393.345,06	22.293.520,91
31/10/2025	292.602.461,96	20.900.175,85	1.306.260,99	22.206.436,85
30/11/2025	271.702.286,11	20.900.175,85	1.219.176,92	22.119.352,78
31/12/2025	250.802.110,25	20.900.175,85	1.132.092,86	22.032.268,71
31/01/2026	229.901.934,40	20.900.175,85	1.045.008,79	21.945.184,65
28/02/2026	209.001.758,54	20.900.175,85	957.924,73	21.858.100,58
31/03/2026	188.101.582,69	20.900.175,85	870.840,66	21.771.016,52
30/04/2026	167.201.406,84	20.900.175,85	783.756,59	21.683.932,45
31/05/2026	146.301.230,98	20.900.175,85	696.672,53	21.596.848,38
30/06/2026	125.401.055,13	20.900.175,85	609.588,46	21.509.764,32
31/07/2026	104.500.879,27	20.900.175,85	522.504,40	21.422.680,25
31/08/2026	83.600.703,42	20.900.175,85	435.420,33	21.335.596,18
30/09/2026	62.700.527,56	20.900.175,85	348.336,26	21.248.512,12
31/10/2026	41.800.351,71	20.900.175,85	261.252,20	21.161.428,05
30/11/2026	20.900.175,85	20.900.175,85	174.168,13	21.074.343,99
31/12/2026	-	20.900.175,85	87.084,07	20.987.259,92



SGAN - Quadra 603 / Módulo "I" e "J"
 CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
 Tel. 55 (61) 2192-8600
 Ouvidoria: 167
www.aneel.gov.br

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 1A4A4F3B00400C34 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



OFÍCIO Nº 285/2019-DIR/ANEEL

Brasília, 1 de agosto de 2019.

Ao Senhor
Rui Guilherme Altieri Silva
Superintendente
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE
São Paulo - SP

Assunto: CT-CCEE - 0906/2019 - Repasses nos termos da Medida Provisória nº 855, de 2018.

Senhor Superintendente;

1. Referimo-nos à Carta CT-CCEE - 0906/2019, de 22 de julho de 2019, na qual a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE informa os procedimentos que adotará em relação aos repasses relativos ao Termo de Compromisso celebrado entre a CCEE e a Amazonas Distribuidora de Energia S.A., em 18 de março de 2019.
2. Quanto ao tema, informamos que o Termo de Compromisso foi homologado pela ANEEL, mediante o **Despacho nº 1.962, de 16 de julho de 2019¹**, nos seguintes termos:

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso das suas atribuições regimentais, tendo em vista a deliberação da Diretoria e o que consta do Processo nº 48500.002152/2019-51, decide: (i) **homologar o Termo de Compromisso** firmado entre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e a Amazonas Energia S.A, para repasses de recursos da conta de Reserva Global de Reversão – RGR, nos termos da Medida Provisória nº 855, de 2018; e (ii) determinar que a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, **fiscalize os valores apurados pela CCEE e contidos no Termo de Compromisso, determinando imediato ajuste nos repasses da RGR à Amazonas Energia caso sejam encontradas irregularidades.** (grifos nossos)

¹ Ver o DOU de 17/7/2019, Seção 1, p. 33.



APAP

ASSINADO DIGITALMENTE POR ANDRE PEPITONE DA NOBREGA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 476245F6004E6DB2 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



(Fl. 2 do Ofício nº 285/2019-DR/ANEEL, de 1/8/2019)

3. Nesse sentido, destacamos que na Cláusula Segunda do Termo de Compromisso foi consignado o montante de **R\$ 1.911.084.355,00**, a título de valores não reembolsados pela Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, por força das exigências de eficiência econômica e energética, bem como limitações previstas nos §12º e §16º do art. 3º da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009.

4. Observamos ainda o conteúdo normativo das Cláusulas 3.1 e 9.1, ambas constantes do próprio Termo de Compromisso, homologado pelo Despacho nº 1.962, de 2019:

3.1. **Tendo em vista o valor total apurado nos termos da Cláusula Segunda**, a CCEE operacionalizará o pagamento dos recursos de RGR em favor da AMAZONAS ENERGIA **por meio de 60 (sessenta) parcelas mensais**, no 10º (décimo) dia útil de cada mês ou nos termos e datas previstos nas normas e regulamentações vigentes.

[...]

9.1. **As PARTES declaram e concordam que qualquer outro ato administrativo**, seja da ANEEL ou da União, que venha a alterar os valores objeto deste TERMO, restará automaticamente incorporado a este Termo de Compromisso.

5. Dessa maneira, informamos que os repasses relativos ao Termo de Compromisso devem ser realizados pela CCEE com base nos valores e na forma previstos no próprio Termo de Compromisso, já homologado pela ANEEL, sendo que eventuais efeitos decorrentes de atos administrativos (decisões) da ANEEL, sobretudo os resultantes da fiscalização determinada pelo Despacho nº 1.962, de 2019, serão tempestivamente informados à CCEE, para os ajustes necessários.

Atenciosamente,

(assinado digitalmente)
ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA
Diretor-Geral

c/c:

Tarcísio Estefano Rosa - Diretor-Presidente da Amazonas Distribuidora de Energia S.A.



ASSINADO DIGITALMENTE POR ANDRE PEPITONE DA NOBREGA
CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 476245F6004E6DB2 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>