

Premissas Orçamentárias Contas Setoriais 2025

CDE – CCC – RGR





SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	9
2. AS CONTAS SETORIAIS – CDE, RGR E CCC.....	10
2.1. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO	10
2.1.1. Composição da CDE.....	10
2.2. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS	14
2.2.1. Composição da CCC.....	15
2.3. RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO	17
2.3.1. Composição da RGR	17
3. PAPÉIS E RESPONSABILIDADES – GESTÃO ORÇAMENTÁRIA DAS CONTAS SETORIAIS.....	20
3.1. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE	20
3.2. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME	20
3.3. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL.....	21
3.4. ENBPar.....	21
3.5. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA - ONS	22
3.6. AGENTES DE GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO.....	22
3.7. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE	22
4. CENÁRIO MACROECONÔMICO E SETORIAL	23
5. ORÇAMENTO CDE.....	25
5.1. AVALIAÇÃO COMPARATIVA CDE 2024 E 2025	26
5.2. PREMISSAS E SENSIBILIDADES ADOTADAS	28
5.2.1. Premissas não consideradas	29
5.2.2. Premissas do PAC CDE - Carvão Mineral	29
5.2.3. Orçamento CDE - Carvão Mineral	34
6. ORÇAMENTO CCC.....	36
6.1. AVALIAÇÃO COMPARATIVA CCC 2024 E 2025	37
6.2. PREMISSAS E SENSIBILIDADES ADOTADAS	38



6.2.1.	Orçamento CCC	43
6.2.1.1.	Variações Reembolso Final CCC por beneficiário.....	50
6.2.2.	Resultado de Fiscalização e Sobrecontratação	57
7.	ORÇAMENTO RGR	59
7.1.	COMPARATIVOS RGR	60
7.2.	PREMISSAS E SENSIBILIDADES ADOTADAS	62
7.2.1.	Premissas não consideradas	64
8.	ORÇAMENTO CONTAS SETORIAIS 2025 - CONSOLIDADO	66
9.	ANEXOS	67
9.1.	ANEXO A – CONTAS SETORIAIS – CDE, CCC e RGR	67
A.I	– Ofício nº 243/2024-STR/ANEEL	67
A.II	– E-mail-STR/ANEEL	71
B.I	- Custos Administrativos, Financeiros e Tributários – CAFT.....	72
B.II	– Memorando nº 107/2017-SRG.....	82
B.III	- Previsão reembolso de Carvão Mineral - Diamante	84
B.IV	- Previsão reembolso de Carvão Mineral – Copel.....	85
B.V	- Previsão reembolso de Carvão Mineral - Âmbar	86
B.VI	- Apuração Ea-1 – Carvão Mineral	87
B.VII	- Índices de Eficiência Energética das Usinas a Carvão Mineral.....	88
B.VIII	- Projeção do reembolso de Carvão Mineral – Competência	89
9.2.	ANEXO C – CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS – CCC.....	90
C.I	- Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados	90
C.II	– Característica dos contratos	116
C.III	- Custo Total de Despesa Acessória por Beneficiários	120
C.IV	– Custo de Óleo Diesel por Beneficiários	121
C.V	– Custo de Gás Natural por Beneficiários	122
C.VI	– Custo de Geração Própria por Beneficiários	123
C.VII	– SIGFI	124



C.VIII – MIGDI	125
C.IX – Custo de Contratação de Energia e Potência por Beneficiários.....	126
C.X – CCESI por Beneficiários.....	127
C.XI - CCVEE por Beneficiários	129
C.XII – CCVEE – Gás Natural por Beneficiários	130
C.XIII – CER – Gás Natural por Beneficiários.....	131
C.XIV – CTG por Beneficiários.....	132
C.XV – Custo de Sub-rogação por Beneficiários	135
9.3. ANEXO D – RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO – RGR.....	136
D.I - Memorando nº 524/2017 SFF-Aneel.....	136
D.II – Ofício nº 300/2024 - Projeção ENBPar - CAFT BUSA.....	139
D.III - Projeção ENBPar 2025 – Financiamentos Concedidos	141
D.IV - Ofício nº 400/2017/SFF/Aneel.....	142
D.V - Ofício nº 285/2019/DIR/Aneel	152

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. INTRODUÇÃO

As Contas Setoriais CDE, CCC e RGR tem como principal objetivo subsidiar o desenvolvimento e a equanimidade do atendimento energético do Brasil, 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, estabelece a partir de maio de 2017 a responsabilidade da gestão dos recursos da CDE, CCC e RGR à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

O Decreto nº 9.022/2017, dispõe sobre a Conta de Desenvolvimento Energético, a Reserva Global de Reversão e o Operador Nacional do Sistema Elétrico. Nesse decreto são estabelecidas as normas e diretrizes para destinação, orçamento e gestão destes recursos.

Este relatório, elaborado anualmente pela CCEE, apresenta a consolidação do orçamento das Contas Setoriais da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Conta de Consumo de Combustíveis - CCC e Reserva Global de Reversão - RGR para o exercício de 2025.

As informações aqui apresentadas são baseadas nas premissas recebidas e avaliadas por esta câmara até a data de 15 de outubro de 2024, e serão apresentadas detalhadamente com objetivo de dar maior visibilidade e transparência, de modo que este relatório atue em apoio à tomada de decisões e discussões na abertura de consulta pública e de modo geral, no processo orçamentário realizado pela Aneel.

2. AS CONTAS SETORIAIS – CDE, RGR E CCC

2.1. 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 da CCC para geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

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

2.1.1. Composição da CDE

A figura abaixo demonstra o fluxo financeiro da CDE:

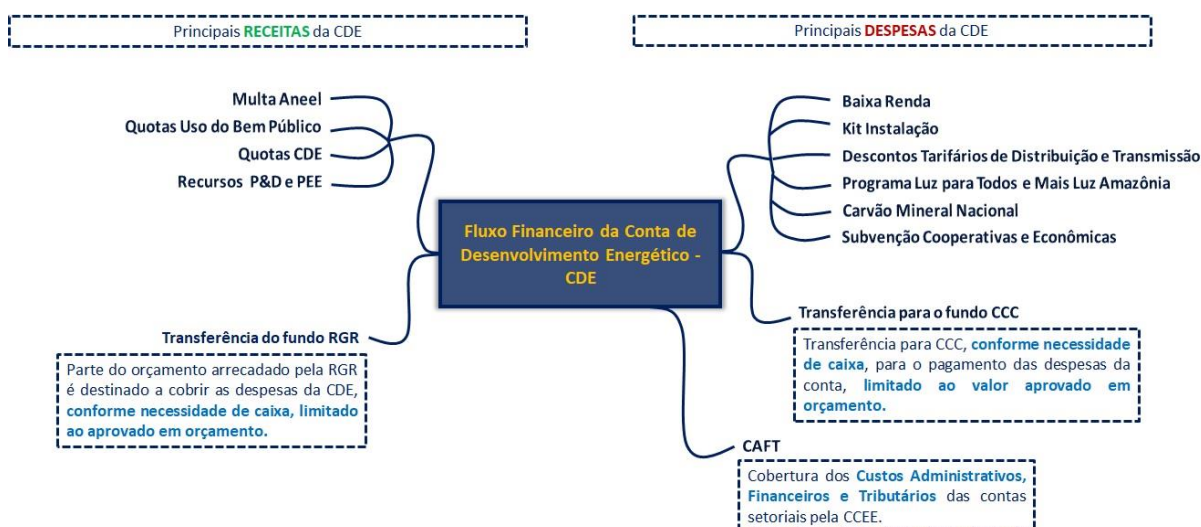


Figura 1 – Fluxo Financeiro - CDE

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.

As entradas de valores previstos na CDE para o ano de 2025 é composto pelas seguintes receitas:

- **Quota Uso:** este encargo é modulado para se adequar à diferença entre o total das necessidades de recursos da Conta e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes de receita. Esse valor é arrecadado 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 Transmissoras:** 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 GD:** fonte de recursos para o custeio do subsídio de geração distribuída, recolhidos pelas distribuidoras e permissionárias de distribuição, 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 reprovados 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.

- **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;

As saídas de valores previstos na CDE para o ano de 2025 é composto pelas seguintes despesas:

- **Baixa Renda:** destinado àqueles consumidores de energia elétrica que possuem direito à tarifa social. Estes consumidores são beneficiados através da tarifa social na isenção do custeio da CDE, do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa, além dos descontos aplicados, de modo cumulativo, no restante da tarifa residencial;
- **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 geradores que possuem 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, repasses firmados através de contratos com Ministério de Minas e Energia - MME. 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 pela Decreto nº 11.628/2023 e o MLA foi instituído 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 tenha utilização para qualquer atividade relacionada a este fim. Os valores relativos à administração 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", em outubro de 2024;
- **Desestatização Eletrobras:** A resolução CNPE nº 15/2021, alterada pela nº 30/2021, estabeleceu o valor adicionado pelos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica nos termos da Lei nº 14.182/2021, que dispõe sobre a desestatização da Eletrobras. O valor será pago pela Eletrobras ou por suas subsidiárias, distribuído na forma do Anexo V da resolução, com aportes anuais em abril de cada ano, pelo período de vinte e cinco anos. O montante arrecado será repassado integralmente às concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica. Conforme determinado na Medida Provisória 1.212/2024, permitiu a antecipação dos recebíveis previstos para o ano de 2025, 2026 e sendo necessário parte de 2027 para quitações antecipadas da Conta Covid, de que trata o Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020, e da Conta Escassez Hídrica, de que trata o Decreto nº 10.939, de 13 de janeiro de 2022.
- **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.

2.2. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS

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 dos Sistemas Isolados - 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 Pernambuco, totalizando 172 localidades com geração prevista de 481,3 MW médios para o ano de 2025.

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

Adicionalmente, são reembolsados os custos de operação e manutenção de instalações fotovoltaicas em micro redes e sistemas individuais.

2.2.1. Composição da CCC

A principal receita da CCC é obtida por meio da **transferência do Fundo CDE** responsável por prover recursos para custear a CCC a partir da [Lei nº 12.783/2013](#). Entretanto, podem ocorrer outras

entradas de receitas por meio de resultados de fiscalizações ou alguma devolução de valores deliberados pela Aneel.

As despesas da CCC consideradas no orçamento para esta conta são compostas pelos seguintes itens:

- **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 custos à CCC, e que tenham sido deliberados 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 2024;
- **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 pagas 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;
- **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. 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.

2.3. 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.

2.3.1. 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;
- **Ativo Imobilizado em Curso – AIC e Sobras Físicas:** Conforme a MP nº 998/2020, convertida na Lei nº 14.120/2021, foi determinada a destinação de recursos da RGR para o pagamento de ativos de distribuição de energia elétrica não depreciados, classificados como Sobras Físicas, e Ativos Imobilizados em Curso das distribuidoras privatizadas nos termos da Lei 12.783/2013.
- **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 2024;
- **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.

3. PAPÉIS E RESPONSABILIDADES – GESTÃO ORÇAMENTÁRIA DAS CONTAS SETORIAIS

Para elaboração da previsão do orçamento das Contas Setoriais, o ato regulamentar Decreto nº 9.022/2017 determina o encaminhamento das informações dos respectivos responsáveis pelas deliberações e apurações dos subsídios e despesas que compõe as contas. Além disso, outros papéis e responsabilidades são determinados na [REN nº 1.016/2022](#), emitida pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, para elaboração dos orçamentos de CCC e CDE - Carvão Mineral.

3.1. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE

O Decreto nº 9.022/2017 determina a responsabilidade da CCEE na elaboração e consolidação do orçamento da CDE e RGR. Nessa responsabilidade inclui-se o cálculo do Plano Anual de Custos - PAC Carvão Mineral e da CCC.

Para o orçamento da CCC a CCEE inclui a previsão do reembolso mensal dos custos de geração, os custos de obras de sub-rogação e os demais créditos e débitos de acordo com os atos regulatórios vigentes. Assim, a Câmara consolida as informações recebidas por Aneel, ONS, MME e EPE, para posterior divulgação do resultado e informações relevantes ao mercado, e apoio no processo de aprovação orçamentária.

Para a RGR, a CCEE avalia as diferenças entre as receitas e despesas conforme previsões encaminhadas pelos responsáveis e estabelece o limite de recursos a serem transferidos à CDE, preservando o atendimento do cronograma de despesas da RGR.

3.2. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

O Ministério de Minas e Energia – MME é responsável por encaminhar as seguintes informações à CCEE para inclusão na proposta orçamentária:

- previsão dos custos referente aos programas de universalização do serviço de energia elétrica no território nacional;
- previsão da transferência de recursos do Orçamento Geral da União - OGU, sujeita à disponibilidade orçamentária e financeira;
- cronogramas de conclusão anual das obras de Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente - SIGFI e Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica – MIGDI, no âmbito do programa MLA;
- dispor sobre as condições de desembolso da RGR;

- observar o calendário anual de elaboração do orçamento da RGR a fim de assegurar a condição mínima de sustentabilidade econômica e financeira da empresa;

3.3. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

No papel de agência reguladora do setor, a Aneel, além da responsabilidade de fiscalização e deliberação acerca do orçamento das Contas Setoriais, encaminha à CCEE as seguintes informações necessárias para elaboração da proposta orçamentária:

- 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);
- valores de subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda;
- pagamentos anuais realizados a título de Utilização do Bem Público - UBP;
- pagamentos de multas aplicadas pela Aneel;
- resultados de fiscalização das contas;
- custo médio da energia e potência comercializadas pelos agentes de distribuição no Ambiente de Contratação Regulada - ACR;
- valores de sobrecontratação a ser pago pela CCC às distribuidoras;
- estabelecer o cronograma de desembolso da RGR, assim como a previsão, o acompanhamento e a fiscalização dos gastos relacionados à destinação de recursos;

3.4. ENBPar

A ENBPar é 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.

3.5. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA - ONS

Para a elaboração do orçamento da CCC, é papel do ONS elaborar o Plano Energético dos Sistemas Isolados - PEN SISOL e Plano da Operação Elétrica dos Sistemas de Transmissão Localizados nos Sistemas Isolados 2025 - 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.

3.6. AGENTES DE GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO

Como beneficiários dos subsídios de Carvão Mineral e CCC, os agentes de geração e distribuição devem encaminhar as informações relacionadas às suas operações previstas para o ano seguinte.

Para o orçamento de carvão Mineral, os geradores devem 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. Para o orçamento da CCC os geradores devem informar a disponibilidade de geração, bem como as restrições eletroenergéticas, conforme prazos estabelecidos na [REN nº 1.016/2022](#).

Por sua vez, os agentes de distribuição dos Sistemas Isolados devem 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. Além disso, devem ainda informar o cronograma atualizado de desembolsos de obras sub-rogadas de acordo com os valores aprovados em Resolução Aneel.

3.7. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE

Apesar de não haver deliberação regulatória de papel da Empresa de Pesquisa Energética - EPE¹, a Câmara e a Empresa firmaram parceria 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.

4. CENÁRIO MACROECONÔMICO E SETORIAL

Para 2025, o cenário macroeconômico global continua sendo moldado por uma série de fatores complexos. Nos Estados Unidos, a expectativa é que as condições de crédito permaneçam restritas, o que deve continuar desacelerando a atividade econômica. A recomposição da poupança interna, o elevado endividamento do governo e eventos como a continuidade de greves nas indústrias podem adicionar pressão sobre o crescimento. Além disso, o impacto da retomada dos pagamentos dos créditos estudantis e a necessidade de endereçar questões fiscais internas são elementos críticos que podem restringir ainda mais o consumo e o investimento.

Na Zona do Euro, as condições econômicas devem continuar desafiadoras. O crescimento permanecerá fraco, refletindo o efeito cumulativo do aperto monetário iniciado nos anos anteriores. A desaceleração da inflação, embora em andamento, ainda enfrenta desafios, especialmente no setor de serviços, que continua a pressionar os preços. A produção industrial e o varejo tendem a continuar abaixo da tendência histórica, à medida que as condições de crédito e consumo se mantêm cautelosas.

Na China, o ano de 2025 deve consolidar a recuperação moderada em algumas áreas da economia, com destaque para os setores de exportação e varejo, favorecidos pelos estímulos governamentais contínuos. No entanto, os problemas estruturais no mercado imobiliário e o nível de endividamento das empresas chinesas permanecem como preocupações. A China continuará buscando manter a estabilidade por meio de intervenções estratégicas, mas o ritmo de crescimento ainda deve ser mais lento do que em décadas anteriores.

No mercado de petróleo, a atuação coordenada entre Arábia Saudita e Rússia, com ajustes na produção, além do gerenciamento da Reserva Estratégica dos EUA, sugere que os preços do petróleo seguirão elevados. Isso deverá impactar os custos de produção e pressionar a inflação global, especialmente em economias emergentes. A volatilidade no mercado de energia, exacerbada por fatores geopolíticos e climáticos, como o El Niño, será um ponto de atenção contínua.

No Brasil, o cenário doméstico para 2025 apresenta expectativas mais otimistas em relação ao crescimento econômico. Após uma desaceleração em 2023 e uma leve recuperação em 2024, a economia deverá se fortalecer, impulsionada pela retomada dos investimentos, aumento da produtividade no setor agrícola, e expansão do comércio exterior. A implementação de reformas estruturais, o avanço de projetos de infraestrutura e o aumento da eficiência no setor bancário, devem melhorar o ambiente de negócios.

Por outro lado, os desafios fiscais continuarão sendo um ponto crucial. O cumprimento dessa meta será essencial para manter a confiança do mercado e garantir a sustentabilidade do crescimento econômico no médio prazo.

Do ponto de vista de projeções macroeconômicas, o boletim da LCA – Soluções Estratégicas em Economia de 26/09/2024 traz os indicadores no cenário adverso como detalhados na tabela:

Premissa - Índices macroeconômicos

Índice	2025 médio
Selic	12,75%
IPCA	7,11%
INPC	6,49%
IGPM	9,14%
IGP-DI	9,05%
R\$/US\$	R\$ 6,14

Fonte: LCA 26/09/2024 - Cenário adverso

Legenda: Médio = médio do ano

O Setor Elétrico Brasileiro, por sua vez, deve enfrentar mudanças importantes. A intensa migração para o mercado livre de energia e a renovação das concessões de geração a partir de 2025 continuarão moldando o panorama regulatório e competitivo do setor. O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) pode experimentar pressão de alta, especialmente devido aos efeitos climáticos do El Niño e ao aumento da demanda por energia limpa e renovável.

5. 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 2025 da respectiva conta.

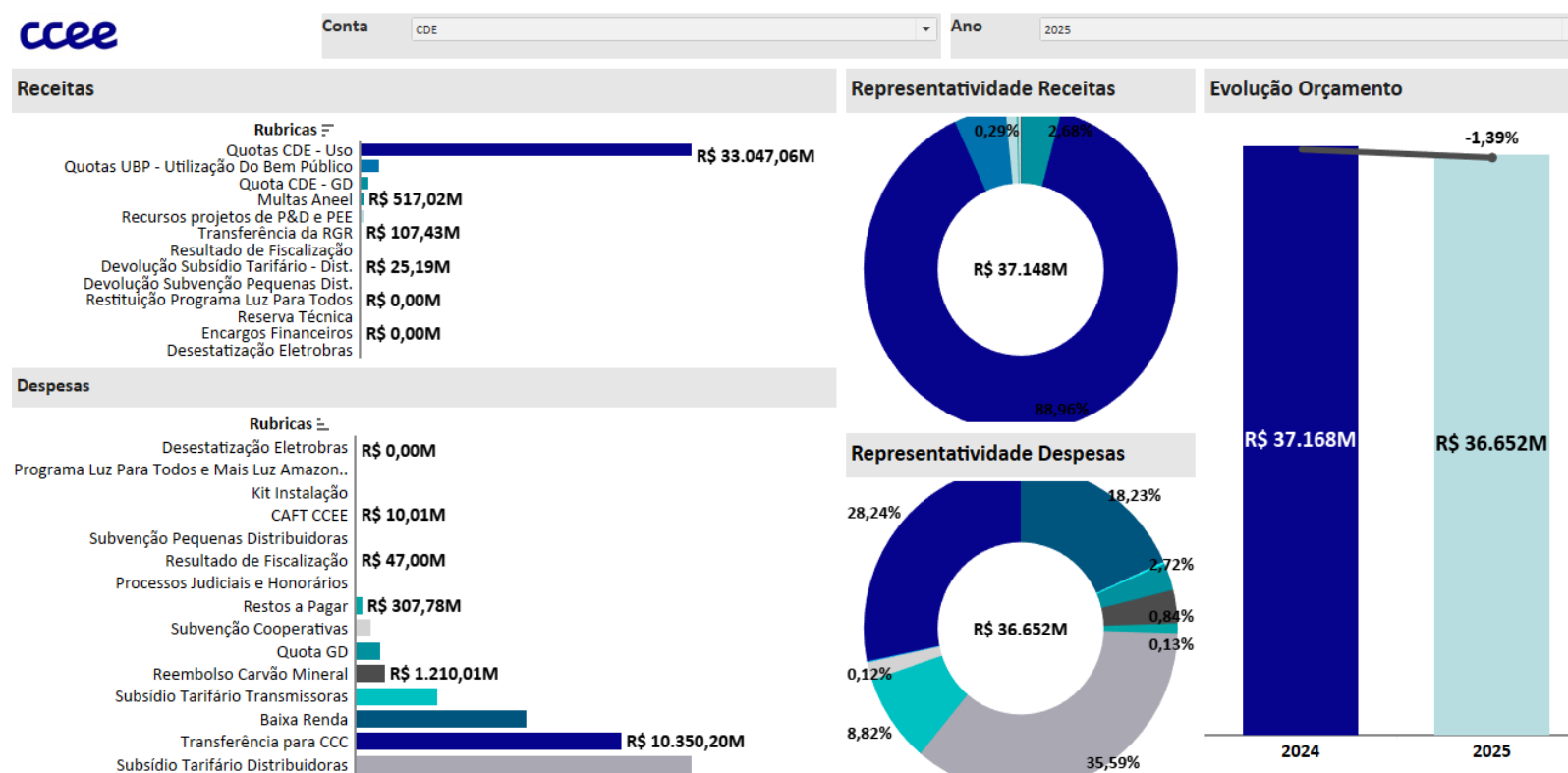


Gráfico 1 - Infográfico da proposta orçamentária da CDE 2025

5.1. AVALIAÇÃO COMPARATIVA CDE 2024 E 2025

A análise comparativa entre proposta em 2024 x 2025, é realizada para avaliação da evolução dos custos de cada uma das rubricas, entre os ciclos orçamentários, e é apresentado a seguir:

RECEITAS	2024	2025	Variação 2025 x 2024 (R\$)	Variação 2025 x 2024 (%)
SALDO INICIAL	520	-497	-1.017	-195,5%
QUOTAS CDE - USO	30.873	33.047	2.174	7,0%
QUOTAS UBP	1.934	1.982	47	2,5%
MULTAS ANEEL	330	517	187	56,6%
RECURSOS PROJETOS DE P&D	472	417	-55	-11,6%
TRANSFERÊNCIA DA RGR	0	107	107	0,0%
DEMAIS RUBRICAS	58	80	23	38,9%
QUOTAS CDE - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	1.681	997	-684	-40,7%
DESESTATIZAÇÃO ELETROBRAS + ATUALIZAÇÃO	1.299	0	-1.299	-100,0%
TOTAL	37.168	36.652	-516	-1,4%

DESPESAS	2024	2025	Variação 2025 x 2024 (R\$)	Variação 2025 x 2024 (%)
TRANSFERÊNCIA PARA CCC	-10.742	-10.350	392	-3,7%
SUBSÍDIO TARIFÁRIO DISTRIBUIDORAS	-10.237	-13.046	-2.809	27,4%
BAIXA RENDA	-6.185	-6.683	-498	8,1%
SUBSÍDIO TARIFÁRIO TRANSMISSORAS	-2.469	-3.233	-764	31,0%
PROGRAMA LUZ PARA TODOS E MLA	-2.497	0	2.497	-100,0%
REEMBOLSO CARVÃO MINERAL NACIONAL	-1.217	-1.210	7	-0,5%
SUBVENÇÃO COOPERATIVAS	-624	-651	-27	4,4%
RESTOS A PAGAR (PLpT)	0	-308	-308	0,0%
DEMAIS RUBRICAS	-218	-174	44	-20,2%
SUBSÍDIO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	-1.681	-997	684	-40,7%
DESESTATIZAÇÃO ELETROBRAS	-1.299	0	1.299	-100,0%
TOTAL	-37.168	-36.652	516	-1,4%
SALDO FINAL	0	0		

Tabela 1 – Comparativo Orçamentário – CDE (R\$)

Ressalta-se que nessa proposta não foi considerada a previsão do Programa Luz para Todos e Mais Luz para a Amazônia devido a não abertura da consulta pública pelo Ministério de Minas e Energia, portanto, a estimativa a ser considerada para o ano de 2025 impacta diretamente no valor da arrecadação da Quota Uso.

Considerando a previsão de 2025 frente à proposta de orçamento de 2024, observa-se uma redução no orçamento da CDE de 1,8% e aumento de 7,1% na Quota Uso CDE, devido a necessidade de recomposição de saldo de 2024, tendo em vista que até a desta a proposta o orçamento da CDE de 2024 ainda não se encontra aprovado pela Aneel.

Seguem abaixo as justificativas das principais variações apresentadas na comparação entre o a proposta orçamentária para 2024 com a referida proposta orçamentária para 2025:

- **Subsídio Tarifário Distribuidoras:** O aumento recorrente de 27,44% 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 30,96%, conforme estimativa encaminhada pelo Operador Nacional do Sistema – ONS.
- **Subsídio Geração Distribuída:** Redução de 40,69%, conforme estimativa encaminhada pela Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR
- **Baixa Renda:** O aumento de 8,05% conforme estimativa a partir dos repasses mensais aprovados, fixados em despachos da ANEEL.
- **Subvenção Cooperativas:** O aumento de 4,35% devido a estimativa com base nos processos tarifários de 2024.
- **Quota UBP:** O aumento de 2,45% conforme previsão da Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica – SCE.
- **Multa Aneel:** O aumento de 56,61% decorre da projeção com base no histórico da arrecadação de anos anteriores.
- **Quota Geração Distribuída:** Redução de 40,69%, conforme estimativa encaminhada pela Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR

- **Transferência para o Fundo CCC:** Redução de 3,56% em decorrência da expectativa de redução de preços de combustíveis em relação a proposta orçamentária de 2024.

5.2. PREMISSAS E SENSIBILIDADES ADOTADAS

As seguintes premissas foram adotadas para elaboração do orçamento 2025:

- 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 243/2024 - [Anexo A.I](#);
- c) **Multas Aneel:** Previsão conforme Ofício nº 243/2024 - [Anexo A.I](#);
- d) **Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE:** Previsão conforme Ofício nº 243/2024 - [Anexo A.I](#);
- e) **Baixa Renda:** Previsão conforme Ofício nº 243/2024 - [Anexo A.I](#);
- f) **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;
- g) **Programa Luz para Todos e Mais Luz para Amazônia:** Não foi considerado previsão para 2025, tendo em vista que até a presente data não foi aberta a Consulta Pública sobre os programas de universalização.
- h) **Kit Instalação:** Previsão conforme Ofício nº 243/2024 - [Anexo A.I](#);
- i) **Subvenção Cooperativas:** Previsão conforme Ofício nº 243/2024 - [Anexo A.I](#);
- j) **Subvenção Pequenas Distribuidoras:** Previsão conforme Ofício nº 243/2024 - [Anexo A.I](#);
- k) **Subsídios Tarifários - Distribuidoras:** Previsão conforme Ofício nº 243/2024 - [Anexo A.I](#);
- l) **Subsídios Tarifários - Transmissoras:** Previsão conforme Ofício nº 243/2024 - [Anexo A.I](#);
- m) **Quota Geração Distribuída:** Previsão encaminha via e-mail - [Anexo A.II](#);
- n) **Custos Administrativos, Financeiros e Tributários:** Conforme relatório CAFT - [Anexo B.II](#).

- o) Reserva Técnica:** Conforme previsto no [PRORET – Submódulo 5.2](#).
- p) 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 2024.
- q) Saldo Inicial:** conforme melhor estimativa do ano de 2024;

5.2.1. 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 2025, uma vez que é responsabilidade dos beneficiários;
- e) Liminares:** Contempla ações judiciais conhecidas pela CCEE, até a efetiva data de outubro de 2025.
- f) Carvão Mineral:** Conversão do Contrato da Complexo Jorge Lacerda em CER (Contrato de Energia de Reserva).

5.2.2. 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 a partir da publicação do Despacho Aneel [nº 561/2024](#), 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 - Localidade das Usinas que utilizam o carvão mineral

No PAC CDE - Carvão Mineral 2025, 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.VIII](#). 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.VII](#), 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, conforme [Anexo A.III - Projeções dos Preços dos Combustíveis Líquidos para Atendimento aos Sistemas Isolados e Região Sul em 2024](#).

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.IX](#) e os resultados por beneficiário, estão detalhados nos [Anexos B.IV](#), [B.V](#) e [B.VI](#). As premissas adotadas para a composição dos montantes estão segmentadas a seguir também por beneficiário, devido suas particularidades:

a) Copel

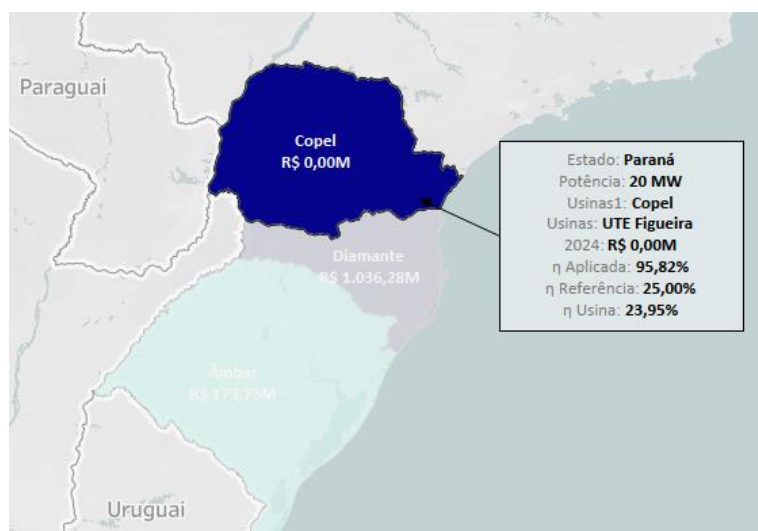


Figura 3 - Projeção de reembolso competência - Copel

Conforme a [REN nº 1.016/2022](#), para calcular a eficiência energética da usina é necessário a utilização dos dados de geração do ano anterior. Dessa forma, a eficiência considerada na proposta

orçamentária de 2025 estimada com as informações disponíveis até agosto de 2024 é de 95,82%. Após a apuração dos resultados dos meses de setembro a dezembro de 2024, a eficiência será atualizada.

O estoque de carvão mineral custeado pela CDE em 2023 e não consumido pela usina é de 28 mil toneladas, que não foi devolvido durante o ano de 2024, devido a indisponibilidade prolongada da unidade de operação UTE Figueira, conforme o Despacho nº 561/2024, além da não aprovação do orçamento da CDE até a presente data.

O preço atual do carvão mineral é de R\$ 663,55 por tonelada, e para a estimativa de preço a partir da competência de janeiro de 2025, utilizou-se o índice de IPCA estimado de 5,86%, conforme determinado no contrato nº 4600016286/2018. Para o ano de 2025, a Copel informou através do chamado nº 183168, que não há previsão de operação da usina UTE Figueira. Portanto, foi estimado que a Copel não terá reembolsos durante o ano de 2025 referente a usina em questão, apenas a restituição de R\$ 19,57 milhões à CDE, equivalente a 28 mil toneladas referente ao estoque custeado e não consumidas em 2023.

b) Âmbar

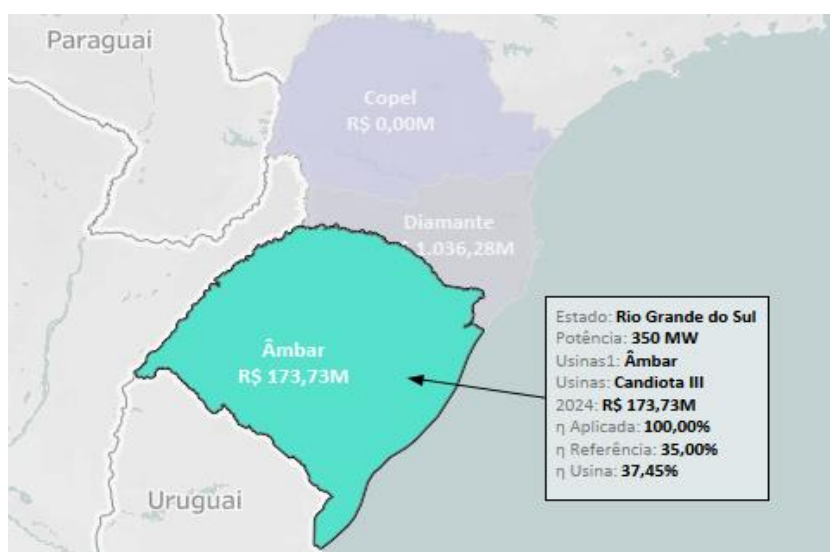


Figura 4 - Projeção de reembolso competência - Âmbar

Para o Ea-1 foi considerado o consumo previsto de 741 mil toneladas, informado pelo beneficiário para os meses de setembro a dezembro de 2024. Caso o consumo seja verificado na apuração desses meses, o Ea-1 será zero em 2025.

A quantidade efetiva de carvão mineral a ser reembolsada é de 1,2 milhões de toneladas, considerado a previsão de 100% de eficiência energética. Para os óleos secundários a previsão informada pelo beneficiário para o ano de 2025, 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 2025 é de R\$ 127,51 por tonelada. Já para os meses de abril a dezembro de 2025 de R\$ 133,89. Diante do exposto, foi considerado o reajuste previsto de 5%, informado pelo beneficiário, obtendo-se o preço de R\$ 132,30 por tonelada.

Atendendo ao resultado da fiscalização prevista nos [Despacho nº 2.616/2020](#) e [Despacho nº 3.240/2023](#), em que dá continuidade à CGT Eletrosul da restituição de recursos à Conta CDE, logo, durante o ano de 2025 haverá as cobranças das parcelas 17/36 a 28/36 no valor total de R\$ 55,3 milhões.

Ainda no âmbito do resultado da fiscalização, o [Despacho nº 3.240/2023](#) retifica os montantes referente ao estoque histórico e Ea-1 aplicado em 2018, resultando em uma devolução à CGT Eletrosul 956 mil toneladas em 24 vezes, tendo início em outubro/2023. Para o ano de 2025 restará realizar o repasse das últimas 09 parcelas no valor total de R\$ 47,0 milhões.

Com isso, a estimativa de reembolso do carvão mineral à UTE Candiota (Âmbar) totaliza R\$ 173,73 milhões referente a proposta orçamentária para o ano de 2025.

c) Diamante

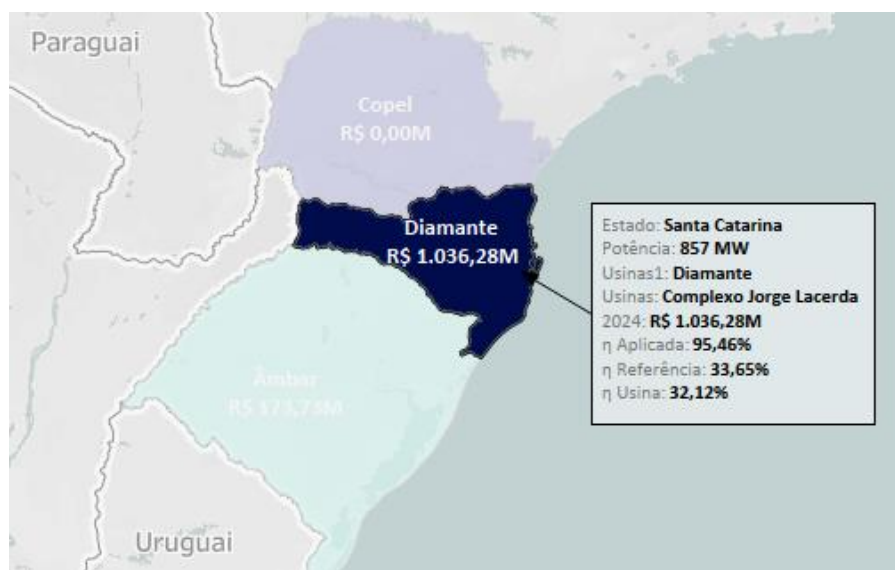


Figura 5 - Projeção de reembolso competência - Diamante

O reajuste dos contratos de fornecimento de carvão mineral para a Diamante, acontecem anualmente no mês de janeiro. Desta forma, para o cálculo do reembolso do carvão de 2025, foi utilizado os preços praticados em 2024, adicionados de uma previsão de aumento de 4,26%, conforme declarado pelo beneficiário à CCEE.

Para o ano de 2024 foi previsto um consumo de 2,40 milhões de toneladas de carvão. Sendo, que até o mês de agosto foram consumidas 1,5 milhões, e para os meses de setembro a dezembro, a

Diamante prevê um consumo de 800 mil toneladas, totalizando uma previsão de 331 toneladas para devolução a devolver referente ao Ea-1 durante 2025.

A compra mínima definida em contrato para o ano de 2025 corresponde a 2,40 milhões de toneladas de carvão. Aplicando-se uma eficiência energética estimada de 95,46%, o resultado previsto é um reembolso efetivo de 2,29 milhões de toneladas. Para os óleos secundários a previsão informada pelo beneficiário para o ano de 2025 totaliza 4,50 milhões de litros de óleo diesel. Com isso, a proposta orçamentária de 2025 corresponde a previsão de aproximadamente R\$ 1.036 bilhão de reembolso.

5.2.3. Orçamento CDE - Carvão Mineral

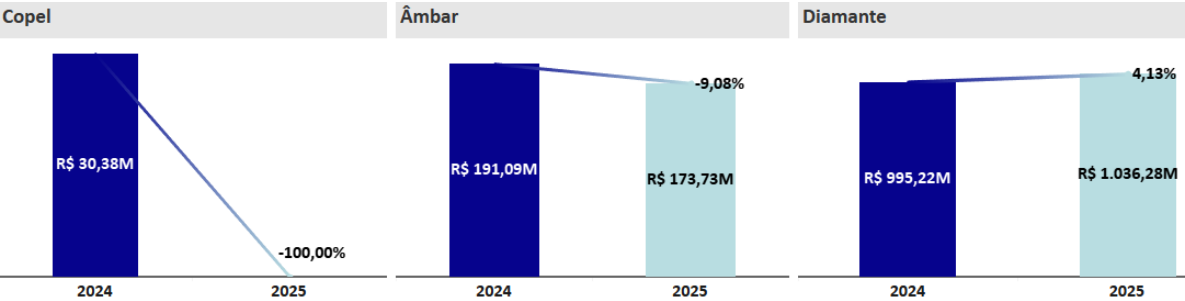


Gráfico 2 - Variação Reembolso 2024 x 2025 por beneficiário

- **Copel:** Operação suspensa da UTE Figueira a partir de fevereiro/2024 conforme Despacho Aneel nº 561/2024 sem previsão de retorno para o ano de 2025.
- **Âmbar:** Variação de - 5,83% devido: i) redução no preço do carvão mineral orçado de 2024 em R\$ 140,22 x R\$ 132,30 para 2025, ocasionando em uma redução 5,64%. ii) pequena redução dos custos dos óleos secundários.
- **Diamante:** Variação de 4,13% devido à: i) aumento do preço do carvão em 4,26% estimado pela beneficiária. ii) pequena redução na eficiência energética estimada de 98,19% de 2024 para 95,46% em 2025 comparado a Nota Técnica nº 140/2023;

6. ORÇAMENTO CCC

A CCEE apurou o cenário base³ orçamentário para o ano de 2025 no qual apresenta uma previsão de reembolso a ser coberto pelo fundo CDE. A descrição do cenário está disposta a seguir:

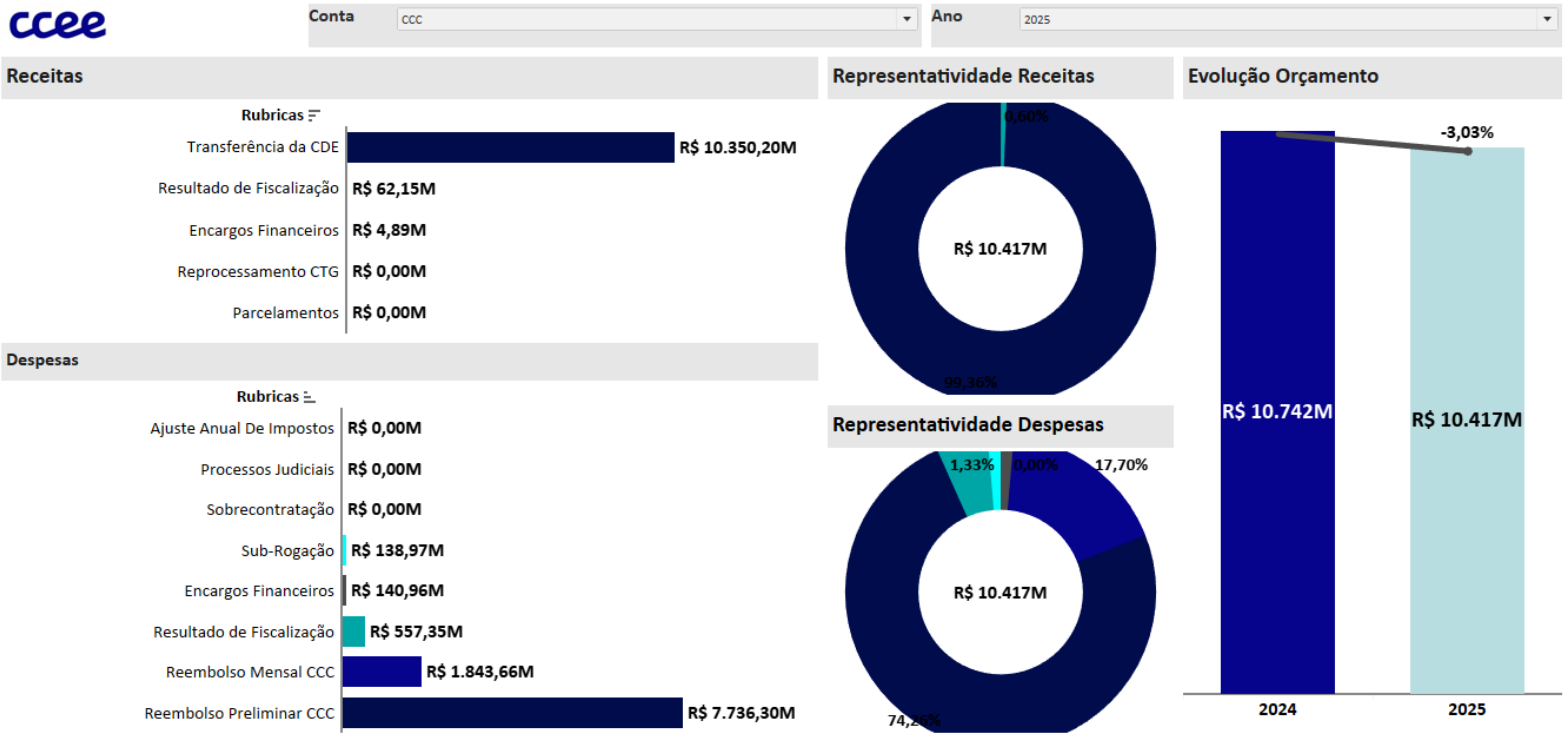


Gráfico 3 - Infográficos da proposta orçamentária da CCC 2024

³ De acordo com o PEN SISOL 2025 do ONS

6.1. AVALIAÇÃO COMPARATIVA CCC 2024 E 2025

A análise comparativa entre a proposta orçamentária 2024 x 2025, é realizado para avaliação da evolução dos custos entre as competências é apresentado a seguir:

RECEITAS	2024	2025	Varição 2025 x 2024 (R\$)	Varição 2025 x 2024 (%)
SALDO INICIAL	0	0	-0	-100,0%
TRANSFERÊNCIA DA CDE	10.742	10.350	-392	-3,7%
RESULTADO DE FISCALIZAÇÃO	0	62	62	0,0%
ENCARGOS FINANCEIROS	0	5	5	0,0%
OUTRAS RUBRICAS	0	0	0	0,0%
TOTAL	10.742	10.417	-325	-3,0%

DESPESAS	2024	2025	Varição 2025 x 2024 (R\$)	Varição 2025 x 2024 (%)
REEMBOLSO MENSAL CCC + PRELIMINAR	-8.874	-9.580	-706	8,0%
RESULTADO DE FISCALIZAÇÃO	-557	-557	0	-0,0%
SOBRECONTRATAÇÃO	-1.086	0	1.086	-100,0%
ENCARGOS FINANCEIROS	-110	-141	-31	28,0%
SUB-ROGAÇÃO	-114	-139	-25	21,5%
TOTAL	-10.742	-10.417	325	-3,0%
SALDO FINAL	0	0		

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

As variações por rubricas entre o PAC CCC 2024 e a proposta orçamentária de 2025 serão apresentadas nos próximos capítulos, visto a necessidade de mais detalhamento de cada item.

6.2. PREMISSAS E SENSIBILIDADES ADOTADAS

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 as disponibilidades de geração foram apresentados no PEN Sisol 2025 elaborado pelo ONS, e seu detalhamento é apresentado no [Anexo C.I.](#), 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 2024, que compõe os meses caixa de janeiro e fevereiro de 2025, 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 2024 – [Anexo A.III](#);

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 2025, considera os mesmos valores utilizados em 2024, pois ainda não foram homologados os valores de 2025. Portanto, seguem os definidos por meio do [DSP N° 4.764/2023 -STR/ANEEL](#).

CONCESSIONÁRIA	FATOR DE CORTE (fc)
AMAZONAS ENERGIA	0,829
ENERGISA RO	0,987
RORAIMA ENERGIA	1,000
ENERGISA AC	1,000
ENERGISA MT	0,965
NEOENERGIA PE	0,974
EQUATORIAL PA	0,993
CEA EQUATORIAL	1,000

Tabela 3 - Fator de Corte 2025 conforme DSP N° 4.764/2023 -

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;

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 2024, o valor homologado pela Aneel no [DSP N° 3.080/2024 – STR/ANEL](#) é de R\$ 307,29/MWh.

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](#), [Lei 14.993/24](#) e [Resolução CNPE nº 03/2023](#).

As Usinas: Balbina, Aparecida, Jaraqui, Tambaqui, Ponta Negra, Cristiano Rocha, Manauara, Mauá 3, e as PCHs/CGHs - estas, citadas na tabela 9 - 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](#).

Centrais Hidrelétricas do SIN			
Beneficiário	Fornecedor	CEG	Usina
AMAZONAS	ELETRONORTE	UHE.PH.AM.000190-2.01	UHE BALBINA
ENERGISA RO	HIDROLUZ	PCH.PH.RO.002569-0.01	PCH SALDANHA
ENERGISA RO	MARTINUV	CGH.PH.RO.029211-7.01	CGH MARTINUV
ENERGISA RO	HIDROELETICA CHUPINGUAIA	PCH.PH.RO.029373-3.01	PCH CASCATA CHUPINGUAIA
EQUATORIAL PA	CURUA ENERGIA	PCH.PH.PA.028672-9.01	PCH SALTO CURUÁ
EQUATORIAL PA	BURITI ENERGIA	PCH.PH.PA.028671-0.01	PCH SALTO BURITI
ENERGISA MT	SALTO DARDANELOS	PCH.PH.MT.028780-6.01	PCH FAXINAL II
ENERGISA MT	MAGGI ENERGIA	PCH.PH.MT.028395-9.01	PCH SANTA LÚCIA II
ENERGISA MT	JURUENA ENERGIA	UHE.PH.MT.027417-8.02	UHE ARIPUANÃ
ENERGISA MT	SALTO DARDANELOS	CGH.PH.MT.000935-0.02	PCH FAXINAL I
ENERGISA MT	HIDRECOM	CGH.PH.MT.001447-8.01	CGH MASUTTI
ENERGISA MT	HIDRECOM	PCH.PH.MT.027274-4.01	PCH RIO PRATA
ENERGISA MT	HIDRECOM	CGH.PH.MT.030640-1.01	CGH MARGARIDA
ENERGISA MT	MAGGI ENERGIA	PCH.PH.MT.027987-0.01	PCH SANTA LÚCIA

Tabela 4 – Centrais hidrelétricas do SIN com reembolso dos custos de geração

Em outubro/2024 as usinas Jaraqui, Tambaqui, Ponta Negra, Cristiano Rocha e Manauara, tiveram seus contratos objeto de decisão MME através da Medida Provisória 1.232/2024, posteriormente regulamentada pelo Despacho 3.025/2024, para conversão de CCVEE da Amazonas Energia para CER.

Dessa forma, o reembolso da CCC para essas usinas passa a ser de benefício da Eletronorte (vendedora desses contratos) até a sua conclusão, previsto para maio/2025. A partir dessa data, o reembolso da CCC deixa de ser relacionado à contratação de energia e potência e passa a ser apenas da compra de combustível, nos mesmos termos da UTE Mauá 3, conforme art. 5º da Resolução Autorizativa nº 4.950/2014

Detalhes acerca dos tipos de contratos reembolsados pela CCC e as tabelas contendo o detalhamento dos contratos utilizados no orçamento da CCC de 2024 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:** a entrada em operação das usinas do contrato CCESI nº 03/2021 está atrasada e não foram consideradas na previsão de geração encaminhada pelo ONS, com

exceção dos contratos da UTE Água Branca e UTE Crepurizão. Desta forma, foi considerada a postergação do contrato nº 01/2016 até dezembro de 2025.

VI) Controle de frequência do Parque Gerador de Boa Vista – RR

De acordo com a previsão do PEN SISOL 2025 do ONS, a premissa base parte do princípio de que o controle de frequência do parque gerador de Boa Vista seja realizado pela UTE Jaguatirica II já em operação, a maior usina e de menor custo de CVU do Leilão nº 01/2019.

Foi encaminhado pelo ONS, o cenário de sensibilidade onde o controle de frequência do sistema de Boa Vista poderia ser realizado pela usina UTE Monte Cristo (locação), considerando a instabilidade da realização desse controle pela da UTE Jaguatirica até o momento.

Entretanto, devido ao atraso na entrada da UTE Híbrido Forte São Joaquim e à manutenção da operação das usinas térmicas à diesel, conforme planejamento do ONS, a diferença de custos entre os dois cenários não é expressiva, e, portanto, o cenário alternativo não foi considerado neste orçamento.

VII) 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.

Para os custos de geração própria referentes à locação da Amazonas Energia foram considerados os custos ineficientes, por força da Medida Provisória nº 1.232/2024, e conforme previsto na nova concessão assinada em outubro/24, durante a vigência da MP.

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 2025, 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.

VIII) 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 Eletronorte 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 2024 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 2025;

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 2025.

A previsão de orçamento da sub-rogação de obras em andamento para 2025 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).

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.”

Devido à deliberação da MP 1.232/2024 e do Despacho 3.025/2024, com a redução da contratação de energia da Amazonas Energia, no âmbito dessa proposta, há estimativa dos custos financeiros de sobrecontratação para a Amazonas Energia no ano de 2025. Eventuais saldos podem ser incluídos pela Aneel no âmbito da Consulta Pública deste orçamento.

Para a Roraima Energia, 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 2024;

6.2.1. Orçamento 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	CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	Desconto ACR	Fator de Corte	Reembolso Previsto		
AMAZONAS	78.331.259,91	-	123.711.264,96	3.707.105.462,19	-	934.102.851,01	-	2.975.045.136,06	
EQUATORIAL AP	-	-	14.741.739,98	143.876.300,04	-	15.154.100,34	-	143.463.939,68	
NEOENERGIA PE	53.720.178,86	27.177.944,12	14.127.561,27	-	-	10.731.173,04	-	2.191.657,28	82.102.853,93
ENERGISA AC	-	-	103.746.520,19	200.715.751,57	-	26.936.359,87	-	277.525.911,89	
ENERGISA MT	-	-	37.741.622,29	84.784.600,14	-	63.973.954,70	-	2.049.329,39	56.502.938,34
ENERGISA RO	-	-	31.982.693,16	63.684.185,10	-	30.326.261,76	-	849.428,03	64.491.188,48
EQUATORIAL PA	-	-	454.586.354,79	504.818.015,00	-	120.957.018,06	-	5.869.131,46	832.578.220,27
RORAIMA	152.833.555,11	1.375.415,43	285.186.294,24	2.124.173.493,33	-	554.782.113,98	-	2.008.786.644,13	
ELETRONORTE	2.455.158.580,16	-	-	774.419.424,11	-	298.501.506,00	-	2.931.076.498,26	
VIBRA ENERGIA	97.211.336,51	-	-	-	-	-	-	97.211.336,52	
Total	2.837.254.910,56	28.553.359,55	1.065.824.050,87	7.603.577.231,49	-	2.055.465.338,76	-	10.959.546,16	9.468.784.667,56

Tabela 6: Custos de geração, descontos e reembolso previsto CCC por beneficiário

O valor total previsto para reembolso dos custos de geração realizado em 2025, nas competências de janeiro a dezembro, é R\$ 9.468.784.667,56. 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 2025:

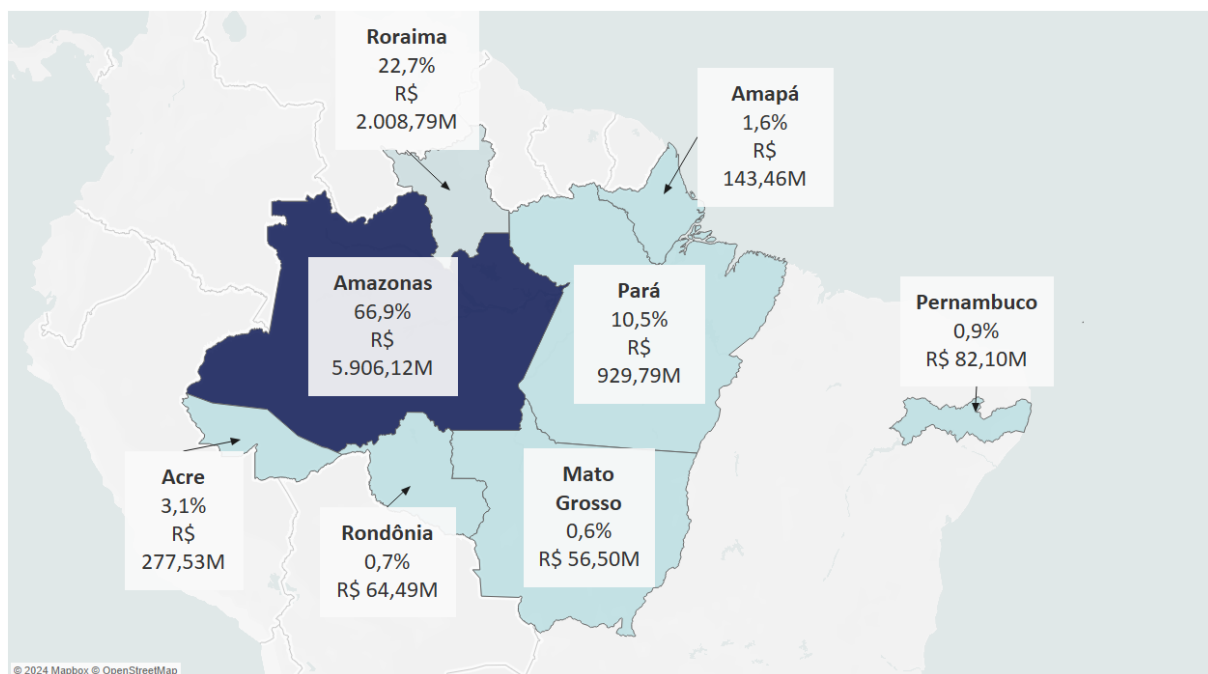


Figura 7 – Representatividade por estado do Reembolso Mensal CCC 2025

Essa previsão representa uma expectativa de reembolsos baseada nos meses de competência janeiro a dezembro de 2025, que inserida nas previsões de caixa da CDE, tem o fluxo financeiro deslocado para dois meses após a competência, ou seja, de março de 2025 a fevereiro de 2026.

O valor previsto para desembolso durante o ano de 2025 é de R\$ 9.579.958.383,29 baseada nos meses de competência novembro de 2024 a outubro de 2025.

No gráfico abaixo, é apresentada a composição do CTG por rubrica de reembolso, os descontos aplicados e o reembolso final para o PAC CCC 2025:

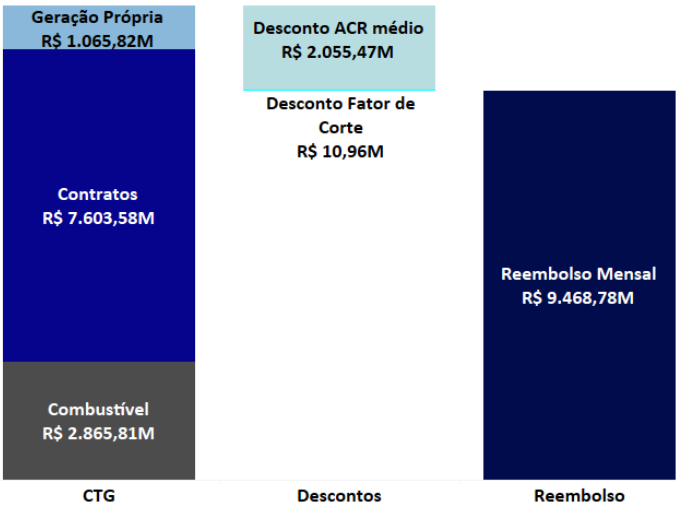


Gráfico 4 - Composição Custo Total de Geração e Reembolso Final

Pelos valores apurados abaixo, podemos verificar um acréscimo no Reembolso Final de R\$ 493,5 milhões, correspondente a 5,5% em relação ao PAC CCC 2024, principalmente devido à flexibilização das ineficiências da Amazonas Energia com a nova concessão, conforme deliberado na MP 1.232/2024.

2024	2025
CTG: R\$ 11,84 bilhões	CTG: R\$ 11,54 bilhões
Desconto ACR Médio (R\$ 300,60/MWh): -R\$ 2,33 bilhões	Desconto ACR Médio (R\$ 307,29/MWh): -R\$ 2,06 bilhões
Desconto Fator de Corte: -R\$ 0,54 bilhões	Desconto Fator de Corte: -R\$ 0,01 bilhões
Reembolso CCC: R\$ 8,97 bilhões	Reembolso CCC: R\$ 9,47 bilhões
Variação prevista entre os anos: R\$ 494,38 milhões	

Tabela 7 – Comparação Reembolso

Na proposta orçamentária para o ano de 2025, nos sistemas isolados, houve uma redução na carga de 3,05% em relação ao orçamento do ano de 2024, conforme consolidado pelo ONS⁴.

⁴ No PEN Sisol 2024

Entretanto, 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 14,47%, motivada principalmente pelo final de vigência dos contratos CER, convertidos dos contratos CCVEE da Amazonas Energia.

Desta forma, para o ano de 2025 há uma expectativa de crescimento nos preços de óleo diesel de 11% em relação ao realizado parcial até julho de 2024 e um crescimento de 1,3% quando comparado ao previsto para 2024. No gráfico abaixo, é possível visualizar a variação dos preços por estado.

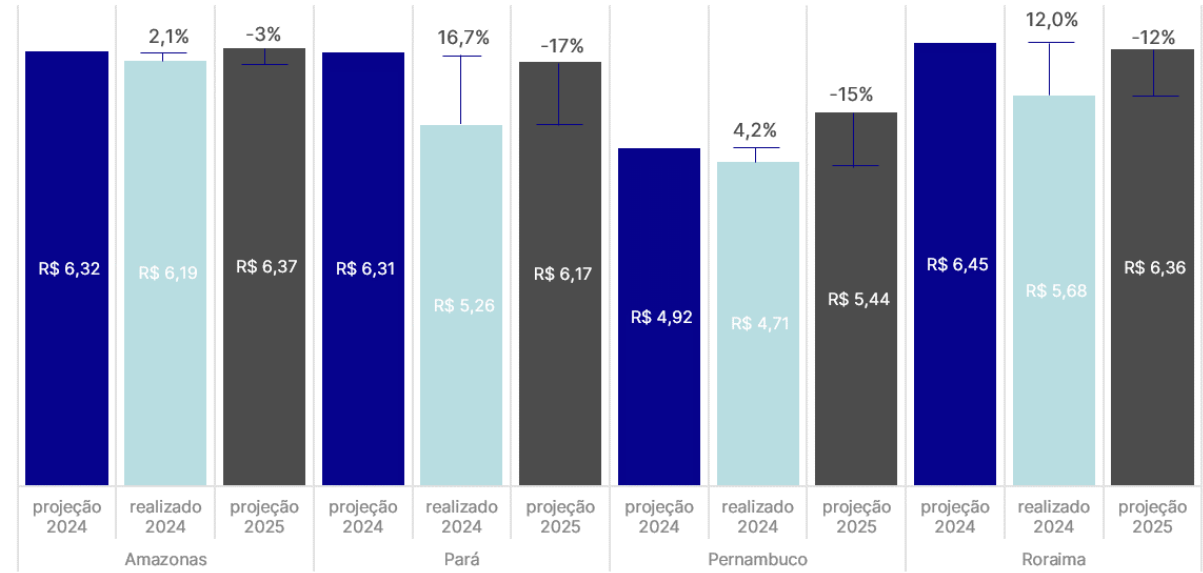


Gráfico 5 - Comparativo do Preço por estado - EPE 2025

A seguir é apresentada a comparação por tipo de custo, entre a proposta orçamentária de 2024 e a proposta orçamentária de 2025:

a) Combustíveis

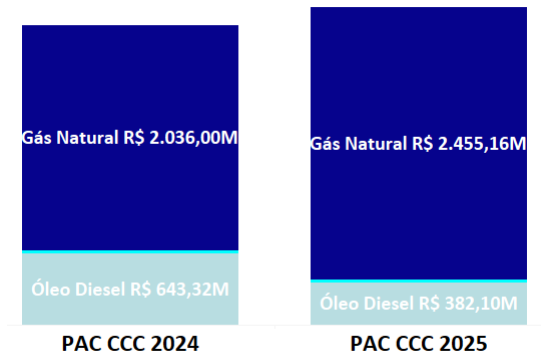


Gráfico 6 – Comparação e Composição 2024 x 2025 – Combustíveis

- **Custo total de Óleo Diesel:** Apresenta uma redução de 40,61%, devido principalmente à redução no preço do combustível previsto pela EPE em comparação com a previsão de 2024, interligações e substituição de usinas de geração própria por Contratos de localidades nas áreas de concessão da Amazonas Energia.
- **Custo total de Gás Natural:** Verifica-se um aumento de 20,59%, devido à atualização nos preços contratuais e a conclusão dos contratos dos PIEs (GERA, MANAUARA, RAESA, 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 13,48%, devido à atualização nos preços contratuais, e aumento no consumo de combustíveis previsto para Fernando de Noronha.

b) Geração Própria

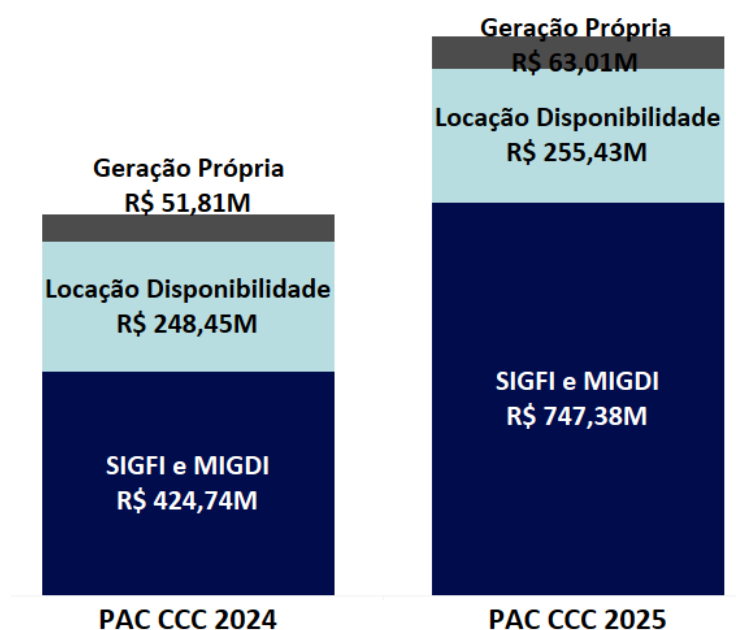


Gráfico 7 – Comparação e Composição 2024 x 2025 – Geração Própria

- **Custo total Geração Própria:** Aumento de 21,61% é decorrente da atualização de preços e atrasos em interligações previstas da Amazonas Energia;
- **Custo total SIGFI e MIGDI:** Nota-se um aumento de 75,96% devido ao acréscimo de novos sistemas SIGFIs ao longo do ano de 2025 e de 12 novas usinas MIGDI em localidades de concessão da Roraima Energia.

- **Custo Total Locação Disponibilidade:** O aumento de 2,81% é resultante da atualização dos valores contratuais de locação das usinas.

c) Contratos

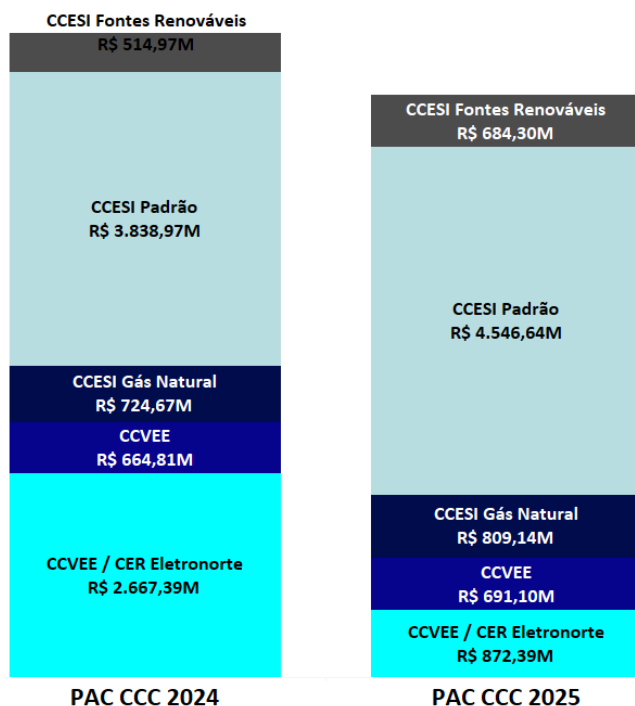


Gráfico 8 – Comparação e Composição 2024 x 2025 - Contratos

- **Custo total CCESI Fontes Renováveis:** Aumento de 32,88% devido principalmente à previsão de redução de geração nas usinas térmicas de locação e pela previsão de entrada em operação das usinas BBF Crepurizão e BBF Água Branca;
- **Custo total CCESI Gás Natural:** Aumento de 11,66 % devido principalmente à adequação da previsão de operação da UTE Jaguatirica II devido às restrições técnicas da usina durante o ano de 2024;
- **Custo total CCESI Padrão:** Observa-se um aumento de 18,43%, devido principalmente à aumento na geração dessas usinas e atualização dos valores contratuais;
- **Custo total CCVEE:** Aumento de 3,95%, devido à atualização nos preços contratuais pelos índices macroeconômicos;
- **Custo total CCVEE Eletronorte:** Redução de 67,29%, devido principalmente ao término da vigência dos contratos dos PIEs (Gera, Manauara, Raesa, Jaraqui e Tambaqui) em maio/2025;

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

A rubrica de sub-rogação é separada por operação comercial e obras em andamento, baseada nos meses de competência janeiro a dezembro de 2025. Nas obras em operação comercial, o fluxo financeiro é deslocado para um mês após a competência de caixa da CDE, ou seja, de fevereiro de 2025 a janeiro de 2026. Já nas obras em andamento, não há esse deslocamento, visto que o reembolso é realizado de acordo com a execução da obra.

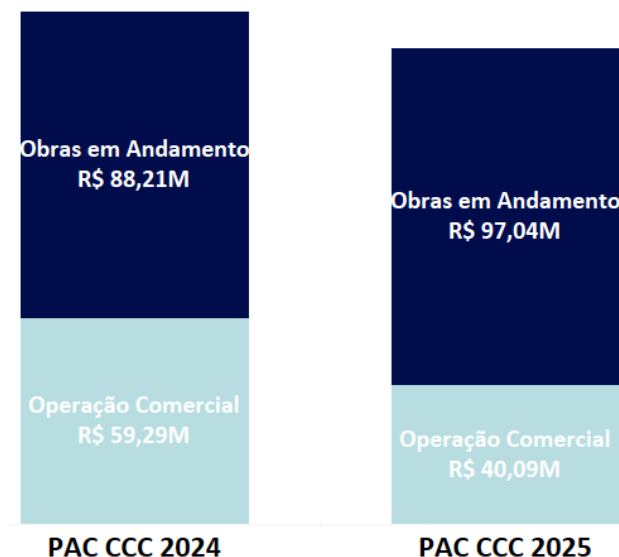


Gráfico 9 - Comparação Sub-rogação

O valor total orçado para o reembolso das sub-rogações em 2025 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, visto que já se encontram em restos a pagar. Por isso, para 2025, o saldo previsto ainda não arrecadado sofre um aumento de apenas de 10,01%.

Para as obras em operação comercial observa-se redução de 32,39%, pela conclusão do pagamento dos valores aprovados em resolução específica para as obras de conversão de combustível das usinas UTE Ponta Negra, UTE Manauara e UTE Cristiano Rocha e da localidade de Comodoro no Mato Grosso em 2024.

6.2.1.1. Variações Reembolso Final CCC por beneficiário

As variações identificadas por beneficiário, na comparação entre as propostas orçamentárias de reembolso mensal de 2024 e 2025 são apresentadas nos gráficos seguintes:

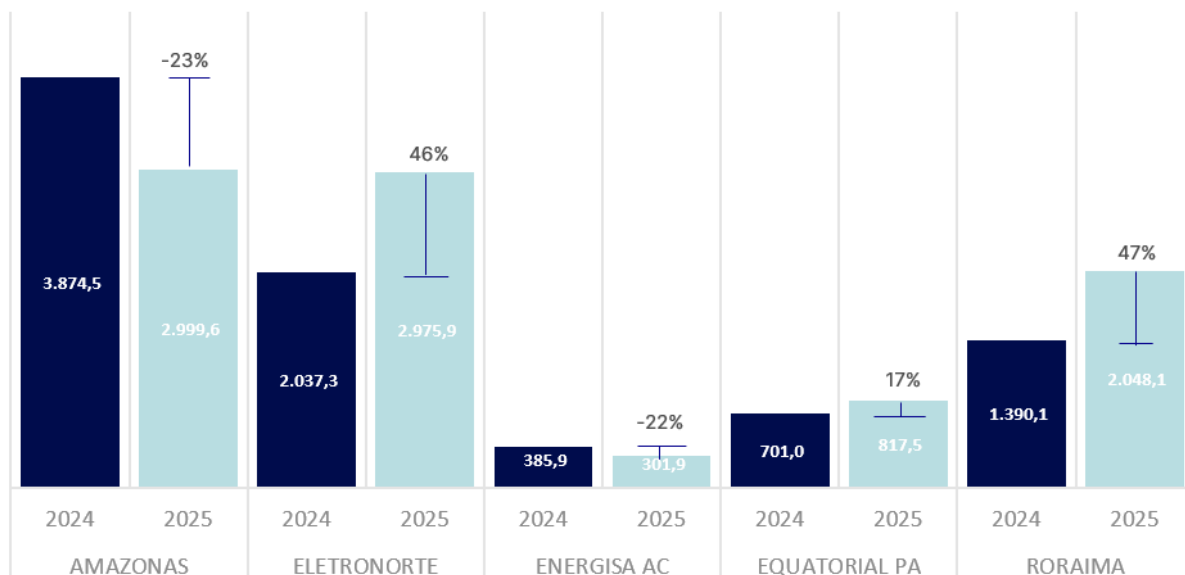


Gráfico 10 – Variação 2024 x 2025 do Reembolso Mensal da CCC (5 maiores)

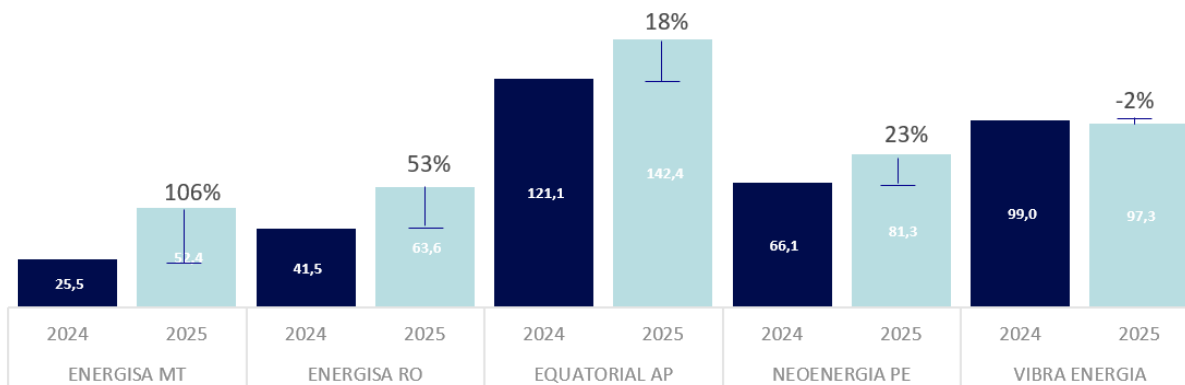


Gráfico 11 – Variação 2024 x 2025 do Reembolso Mensal da CCC (5 menores)

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

a) Amazonas Energia

Variação de -22,98%, cujos principais 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, glosas por custos de contrato de locação maiores que os limites da [REN nº 1.016/2022](#) e o desconto do Fator de Corte.

O gráfico abaixo apresenta o Custo Médio de energia para a distribuidora e a Geração realizada no mesmo mês, previstos para o ano de 2025.

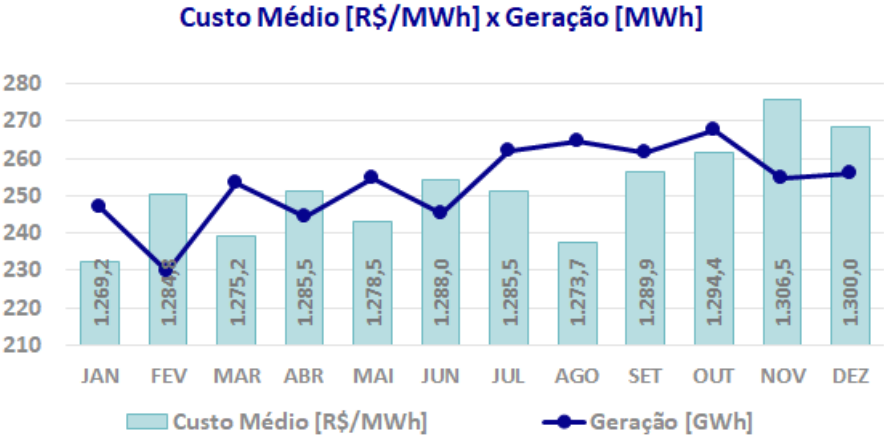


Gráfico 12 – Comparação Custo Médio x Geração - Amazonas Energia

b) Eletronorte

Variação de 43,96%, é devido a conversão dos contratos CCVEE em CER, que passam a ser reembolsados ao beneficiário Eletronorte, conforme determinado na MP 1.232/2024 e regulamentado, sob judice, no Despacho N° 3.025/2024.

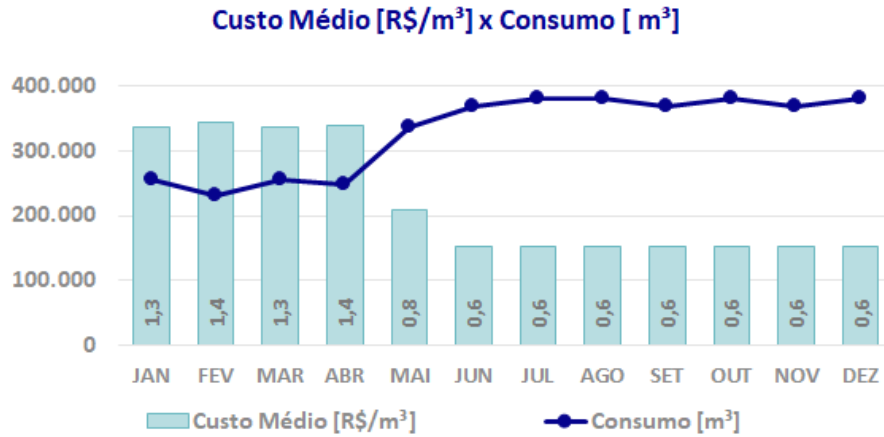


Gráfico 13 – Comparação Custo Médio x Consumo - Eletronorte

Para a Eletronorte, o gráfico acima, apresenta a variação por consumo de combustível. Esse consumo aumenta expressivamente a partir de maio/2025, devido à conclusão dos contratos CER reembolsados pela CCC, cujas usinas passam a receber o reembolso do Gás Natural conforme deliberado, sob judice, no Despacho N° 3.025/2024.

c) Roraima Energia

Variação de 25,14% devido, principalmente, à manutenção da disponibilidade em operação das usinas da capital Boa Vista de geração própria (locação) que permanecem operantes para garantia do suprimento até a interligação de Boa Vista ao SIN de acordo com a aprovação da 3ª revisão do plano de substituição proposto pelo ONS e pelo atraso na entrada em operação da UTE Híbrido Forte São Joaquim.

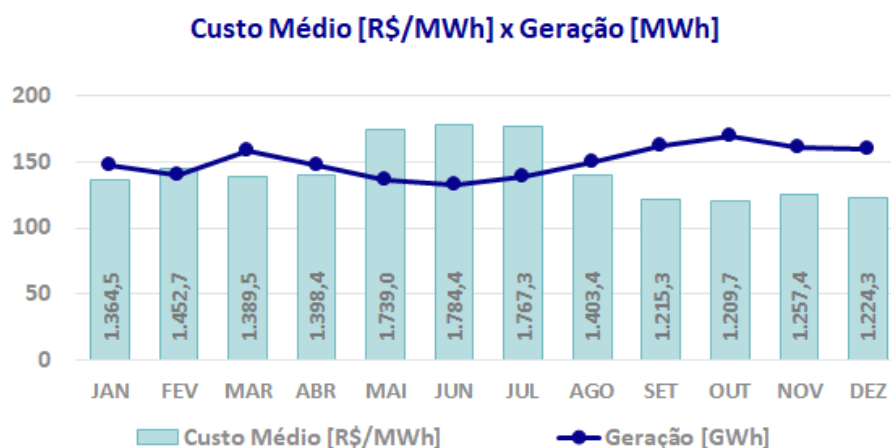


Gráfico 14 – Comparação Custo Médio x Geração - Roraima Energia

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

d) Equatorial AP

Variação de 16,72% devido principalmente à previsão de aumento de unidades SIGFI instaladas nas localidades de concessão da distribuidora.

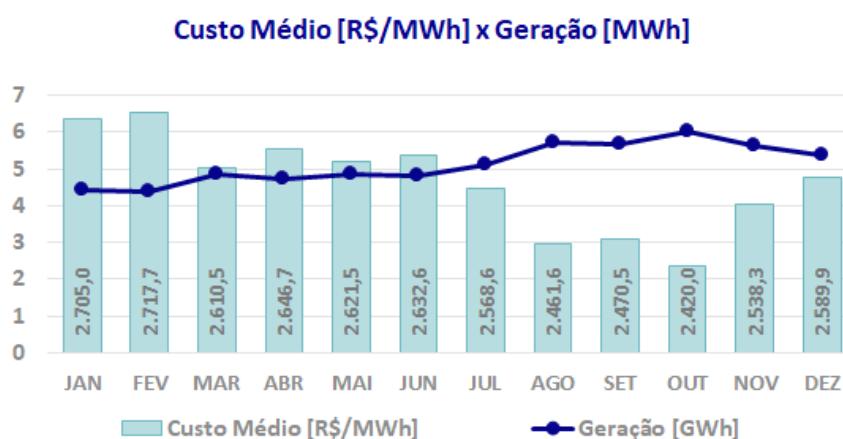


Gráfico 15 – Comparação Custo Médio x Geração – Equatorial Amapá

e) Equatorial Pará:

Variação de 17,01% é devido principalmente à previsão de aumento de unidades SIGFI instaladas nas localidades de concessão da distribuidora.

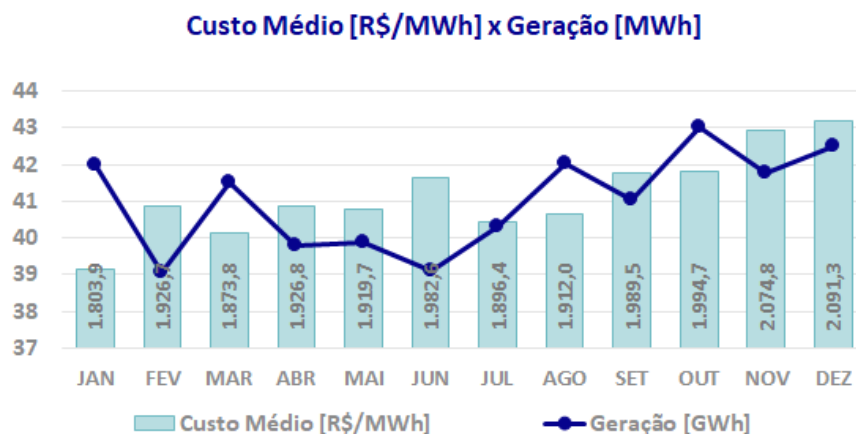


Gráfico 16 – Comparação Custo Médio x Geração – Equatorial Pará

f) Neoenergia Pernambuco:

Variação de 19,31%, ocasionado principalmente pelo aumento na geração e atualização de preços previstos para a localidade de Fernando de Noronha.

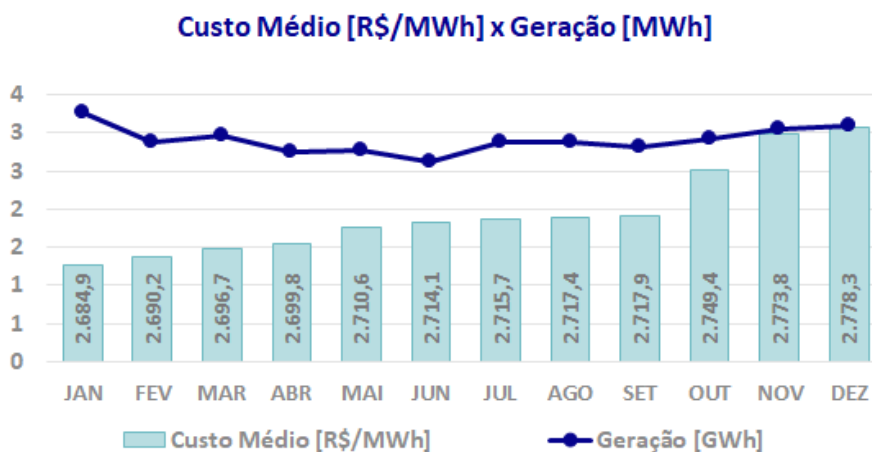


Gráfico 17 - Comparação Custo Médio x Geração – Neoenergia Pernambuco

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.

g) Energisa Acre:

Variação de -29,87%, devido à final de vigência dos contratos das localidades interligadas de Feijó, Tarauacá e Cruzeiro do Sul.

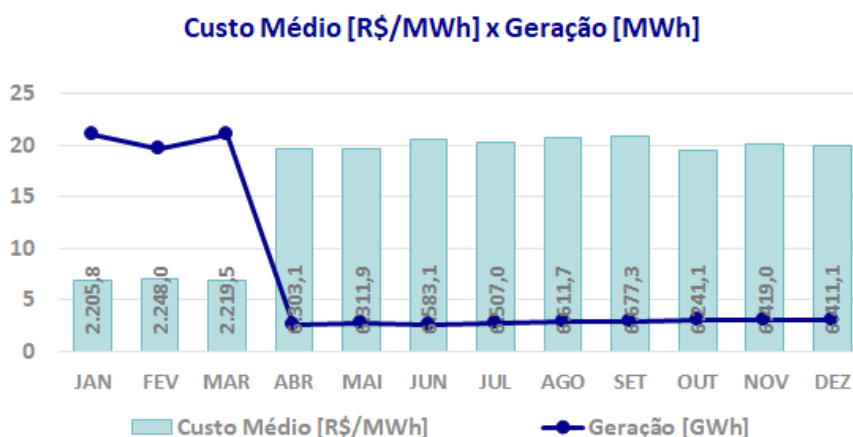


Gráfico 18 – Comparação Custo Médio x Geração – Energisa Acre

A redução na geração da Energisa AC a partir de abril/25 é devido à previsão de interligação da localidade Cruzeiro do Sul ao SIN.

h) Energisa Mato Grosso:

Variação de 98,13%, sendo o maior fator de aumento a previsão de entrada de novas usinas SIGFI na área de concessão da distribuidora.

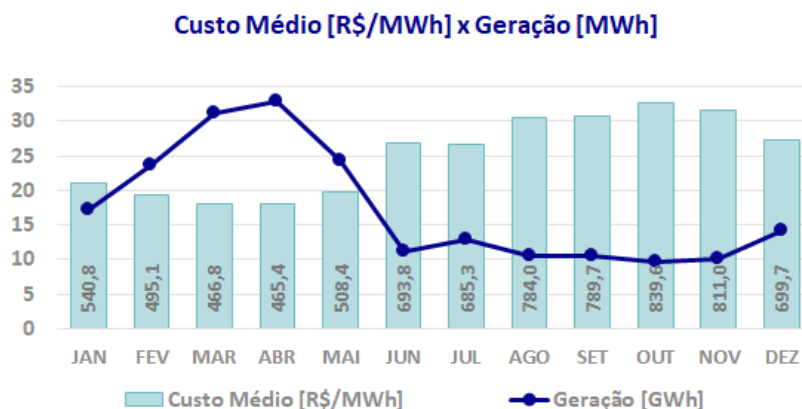


Gráfico 19 – Comparação Custo Médio x Geração – Energisa Mato Grosso

O custo médio mensal e a geração são relacionadas a sazonalidade de operação das PCHs (dezembro a maio, período úmido). O aumento do custo médio, apresentado no gráfico acima, a partir de junho, é devido aos reajustes dos preços dos contratos.

i) Energisa Rondônia:

Variação de 49,48%, cujo principal motivador é a previsão de entrada de novas usinas SIGFI na área de concessão da distribuidora.

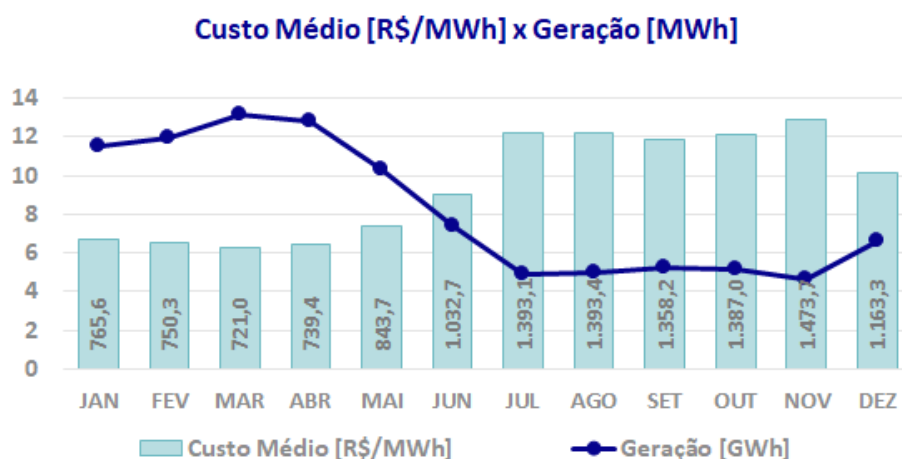


Gráfico 20 – Comparação Custo Médio x Geração – Energisa Rondônia

Na Energisa Rondônia existe a composição dos custos de contrato de leilão CCESI e PCHs, esta última com sazonalidade de geração, apresentada no gráfico.

j) Vibra Energia:

Variação de -2,61%, devido à redução dos preços do óleo diesel previsto pela EPE para o ano de 2024 em relação aos valores previstos no ano anterior.

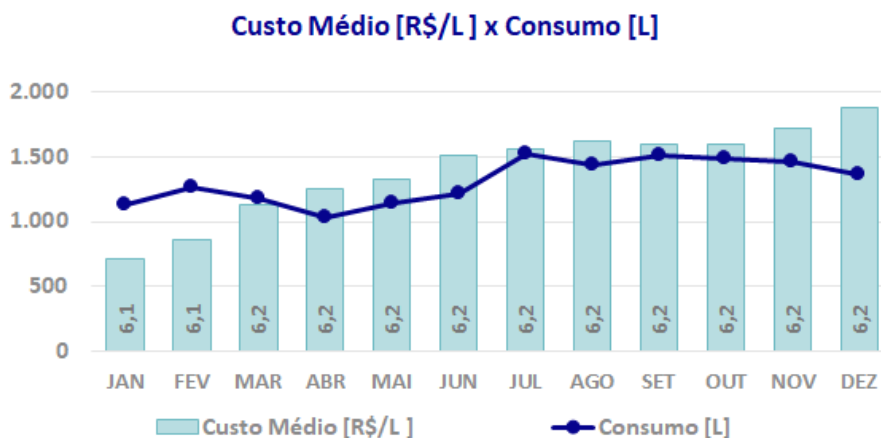


Gráfico 21 – Comparação Custo Médio x Geração – Vibra Energia

O gráfico acima apresenta a variação por consumo de combustível. Para este caso, a geração é relacionada a produção de bauxita e o custo depende dos preços do óleo diesel praticados e as variações do gráfico acima são relacionadas a essa operação.

6.2.2. 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.

iii-) Aprovado por meio do [Despacho nº 1.930/2024](#), a devolução à CCC do valor de Receita Fixa pagos aos contratos de locação Monte Cristo e Floresta no período de dezembro/2028 a junho/2023, no montante de R\$ 123.569.767,52 atualizados pelo IPCA de dezembro de 2023, a serem reembolsados em 12 parcelas mensais pela CCC.

Os valores para o ano de 2025, 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	135,08
ELETRONORTE	2.980/2021	23,25	5,88
RORAIMA	1.930/2024	-61,78	-4,86

Tabela 8 – Resultado de Fiscalização 2025

b) Sobrecontratação

Para o ano de 2025, não foi encaminhado pela Aneel a estimativa de sobrecontratação. Para a previsão de 2025 a CCEE apresenta apenas o valor homologado na REH N° 3.309/2024 para Roraima

Energia da última parcela referente à receita resultante da comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada – ACR apurada até outubro de 2023, pago em duodécimos entre fevereiro de 2024 a janeiro de 2025. O valor total homologado no ato foi de R\$ 4.394.122,99, restando assim, para o orçamento de 2025 uma única parcela de devolução à CCC no valor de R\$ 366.176,93.

7. ORÇAMENTO RGR

Para elaboração do orçamento da RGR, a CCEE consolidou as informações recebidas da Aneel, MME, ENBPar e Eletrobras. Abaixo, apresenta-se a proposta orçamentária para o ano de 2025 da respectiva conta.

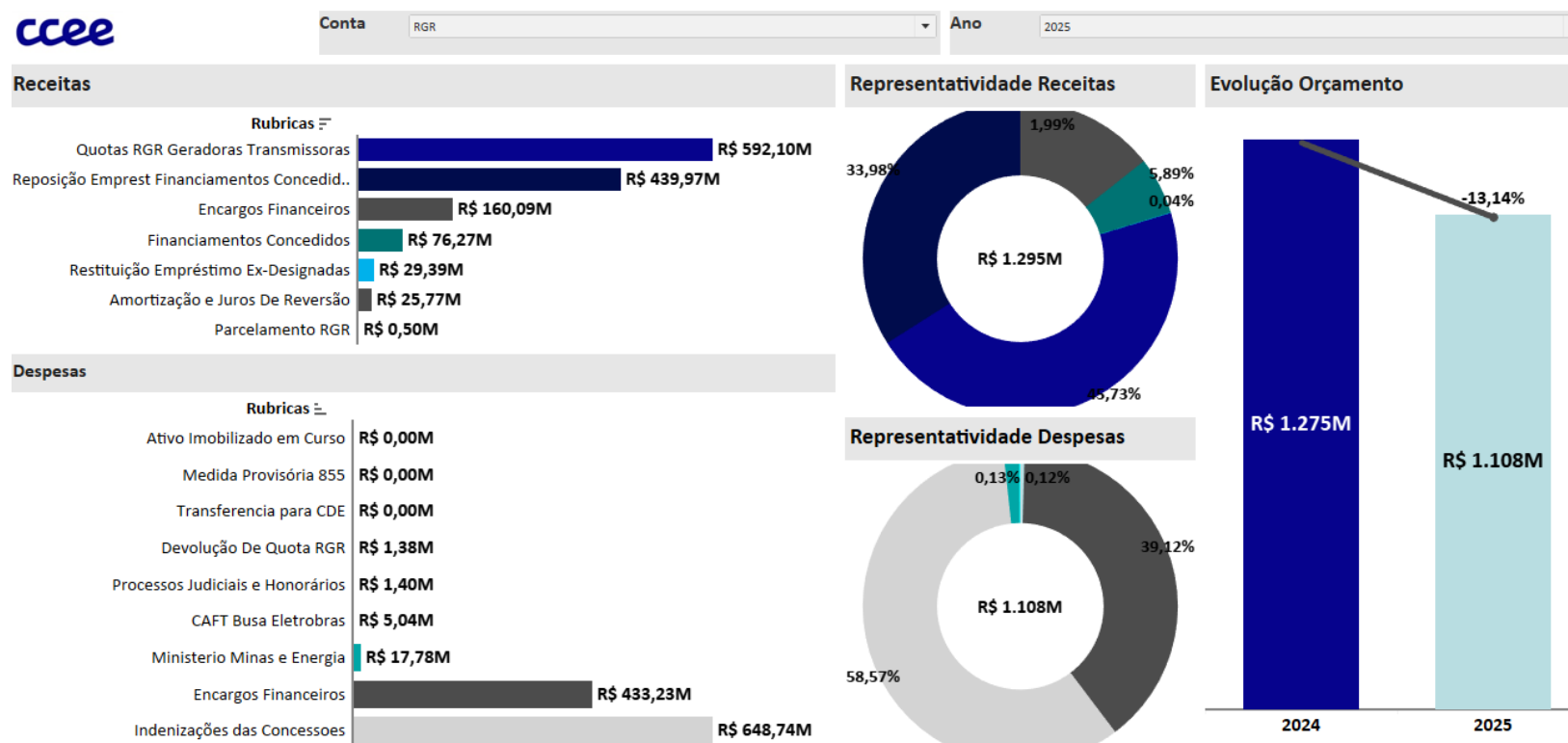


Gráfico 22 – Infográfico da proposta orçamentária da RGR 2025

7.1. COMPARATIVOS RGR

A análise comparativa entre a proposta 2024 x 2025, é realizado para avaliação da evolução dos custos entre as competências é apresentado a seguir:

RECEITAS	2024	2025	Varição 2025 x 2024 (R\$)	Varição 2025 x 2024 (%)
SALDO INICIAL	38	0	-38	-100,0%
QUOTAS RGR + PARCELAMENTO	506	593	87	17,2%
REPOSICAO EMPREST FINANCIAMENTOS CONCEDIDOS	440	440	0	0,0%
ENCARGOS FINANCEIROS	189	160	-28	-15,1%
FINANCIAMENTOS CONCEDIDOS	79	76	-3	-4,0%
REPOSIÇÃO EMPRESTIMO EX-DESIGNADAS	28	29	1	5,0%
AMORTIZAÇÃO E JUROS DE REVERSÃO	26	26	0	0,0%
TOTAL	1.306	1.324	18	1,4%

DESPESAS	2024	2025	Varição 2025 x 2024 (R\$)	Varição 2025 x 2024 (%)
INDENIZACOES DAS CONCESSOES	-649	-649	0	0,0%
ENCARGOS FINANCEIROS	-495	-433	62	-12,5%
ATIVO IMOBILIZADO EM CURSO E SOBRAS FÍSICAS	-98	0	98	-100,0%
MINISTERIO MINAS E ENERGIA	-15	-18	-3	17,2%
GLOSA MP 855	-11	0	11	-100,0%
PROCESSOS JUDICIAIS E HONORÁRIOS	-1	-1	-0	10,4%
RESTOS A PAGAR	-2	0	2	-100,0%
DEVOLUÇÃO QUOTAS RGR	-1	-1	-1	134,8%
CAFT BUSA ELETROBRAS	-3	-5	-2	86,9%
TOTAL	-1.275	-1.108	168	-13,1%
SALDO FINAL	31	217		

Tabela 10 – Comparativo Orçamentário – RGR

ORÇAMENTO RGR 2025

RGR	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	ORÇAMENTO 2025
SALDO INICIAL	-	15.290	37.753	78.572	100.389	121.183	141.630	150.677	160.216	189.188	198.322	207.258	
Saldo Inicial	-	15.290	37.753	78.572	100.389	121.183	141.630	150.677	160.216	189.188	198.322	207.258	
ENTRADAS	108.958	114.400	133.587	114.026	113.839	113.502	101.685	101.499	121.008	101.127	100.314	100.130	1.324.076
Quotas RGR Geradoras e Transmissoras	49.925	55.632	55.632	55.632	55.632	55.632	44.002	44.002	44.002	44.002	44.002	44.002	592.097
Amortização e Juros de Reversão	2.147	2.147	2.147	2.147	2.147	2.147	2.147	2.147	2.147	2.147	2.147	2.147	25.765
Parcelamento RGR	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	497
Repos. Empr. Financ. Concedidos	20.900	20.900	20.900	20.900	20.900	20.900	20.900	20.900	20.900	20.900	20.900	20.900	250.802
Repos. Empr. Financ. Concedidos - DSP 5.057/2023	15.764	15.764	15.764	15.764	15.764	15.764	15.764	15.764	15.764	15.764	15.764	15.764	189.172
Encargos Financeiros	11.166	10.969	30.147	10.575	10.379	10.182	9.986	9.790	29.289	9.397	9.201	9.007	160.086
Financiamentos Concedidos	6.620	6.542	6.542	6.542	6.542	6.391	6.391	6.391	6.391	6.391	5.764	5.764	76.272
Restituição Empréstimo Ex-Designadas	2.394	2.404	2.414	2.424	2.434	2.444	2.453	2.463	2.474	2.484	2.494	2.504	29.385
Reserva Técnica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SAÍDAS	93.668	91.937	92.769	92.209	93.045	93.055	92.639	91.960	92.037	91.992	91.378	90.880	1.107.568
MME - Ministério Minas e Energia	1.499	1.671	1.671	1.671	1.671	1.671	1.322	1.322	1.322	1.322	1.322	1.322	17.785
Indenizações das Concessões	54.061	54.061	54.061	54.061	54.061	54.061	54.061	54.061	54.061	54.061	54.061	54.061	648.736
Encargos Financeiros	36.095	35.572	36.404	35.860	36.626	36.705	36.763	36.179	36.205	36.211	35.607	35.004	433.230
CAFT BUSA Eletrobras	387	403	404	387	457	388	493	398	448	398	388	493	5.043
Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência	1.395	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.395
Devolução Quota RGR	230	230	230	230	230	230	-	-	-	-	-	-	1.378
Restos a pagar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TRANSFERÊNCIA PARA OUTROS FUNDOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferência Para Fundo CDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SALDO FINAL	15.290	37.753	78.572	100.389	121.183	141.630	150.677	160.216	189.188	198.322	207.258	216.508	216.508

Tabela- Previsão Orçamentária RGR 2025 - (R\$)

7.2. PREMISSAS E SENSIBILIDADES ADOTADAS

As premissas adotadas para elaboração do orçamento 2025 estão listadas a seguir:

- a) **Quotas Geradoras e Transmissoras:** Valores de julho de 2024 a agosto de 2025 estão homologados no [Despacho nº 2.390/2024](#). Para os meses de agosto a dezembro de 2024, foram considerados os valores previstos no Ofício nº 243/2024 - [Anexo A.I](#);
- b) **Amortização e Juros de Reversão:** Conforme Memorando nº 524/2017 - [Anexo D.I](#);
- c) **Reposição Empréstimo Financiamentos Concedidos:** Conforme [Despacho nº 1.476/2017](#) e Ofício Aneel nº 400/2017 - [Anexo D.IV](#);
- d) **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) **Ativo Imobilizado em Curso e Sobras Físicas:** valores referente aos ativos não depreciados classificados como Sobras Físicas e Ativos Imobilizados em Curso, das distribuidoras privatizadas nos termos da [Lei nº 12.783/2013](#);
- j) **Devolução Quota RGR:** Conforme homologado no [Despacho nº 2.390/2024](#);

k) 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](#).
- f. AIC e Sobras Físicas:** Nos termos das Portarias citadas anteriormente;
- g. MP nº 855/2018:** Conforme Ofício nº 285/2019 - [Anexo D.V](#).

l) 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 2024;

m) 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 (%) [§]	Aplicação sobre o montante da dívida para o Reconhecimento Tarifário (%) [§]
CEPISA ¹ - EQUATORIAL PIAUÍ	06.840.748/0001-89	001/2018	0%	100%
CERON ² - ENERGISA RO	05.914.650/0001-66	002/2018	79%	100%
ELETOACRE ³ - ENERGISA AC	04.065.033/0001-70	003/2018	69%	100%

Tabela 11 – Aplicação Reajuste Tarifário – RGR (R\$)

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 contrato de concessão	Previsão anterior de início de pagamento	Previsão atual de início de pagamento	Fim de pagamento*
Energisa Acre	003/2018	janeiro/2023	janeiro/2024	dezembro/2048
Energisa Rondônia	002/2018	janeiro/2023	janeiro/2024	outubro/2048
Equatorial Piauí	001/2018	setembro/2023	janeiro/2024	outubro/2048

*Fim do contrato de concessão

Tabela 12 – Restituição dos empréstimos ex-designadas – RGR (R\$)

7.2.1. 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 ou MME;

8. ORÇAMENTO CONTAS SETORIAIS 2025 - CONSOLIDADO

Diante das premissas consideradas para cada conta setorial, descritas nos capítulos anteriores, a respectiva Proposta Orçamentária para o ano de 2025 totaliza R\$ 36,65 bilhões referentes à CDE, considerando o montante de R\$ 10,35 bilhões respectivos à CCC. Adicionalmente à RGR estima-se o montante de R\$ 1,11 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](#).

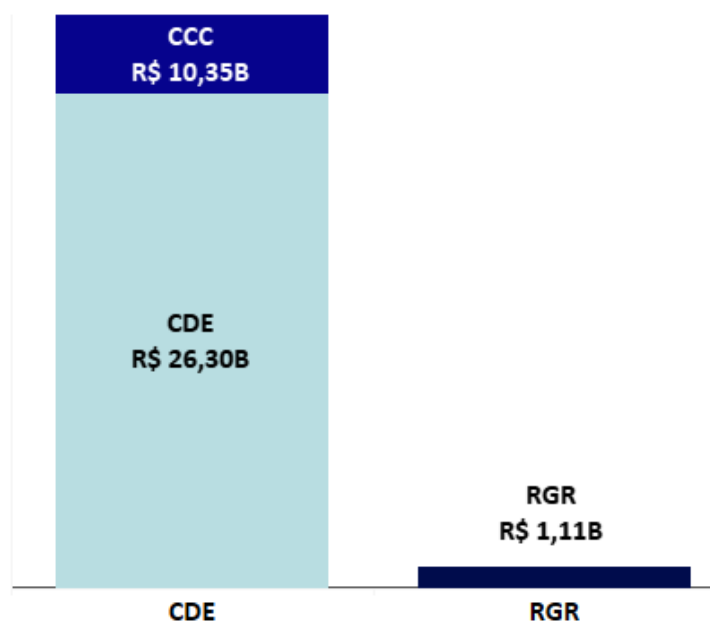


Gráfico 23 – Proposta Orçamentária 2025

9. ANEXOS

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

A.I – Ofício nº 243/2024-STR/ANEEL

Número: 48580.002874/2024-00



OFÍCIO Nº 243/2024 – STR/ANEEL

Brasília, 17 de setembro de 2024.

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

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o nº 48580.002874/2024-00.
https://www.gov.br/aneel/pt-br/canais_atendimento/processo-eletronico

Assunto: Orçamento CDE 2025.

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 2025, 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 2025.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 5BB2C8CD007E0D14

SGAN - Quadra 603 / Módulo "I" e "J"
CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
Tel: 55 (61) 2192-8600



P. 2 do OFÍCIO Nº 243/2024 – STR/ANEEL, de 17/09/2024.

Tabela 1 - Previsões de saídas e entradas de recursos na CDE em 2025.

Item do orçamento	Previsão	Premissa
Baixa Renda	R\$ 6.682.969.483,00	Estimativa. Valor idêntico ao informado à Secretaria de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas e Assuntos Econômicos do Ministério do Planejamento e Orçamento em agosto/2024.
Instalação de ramal de conexão, do kit de instalação interna e do padrão de entrada sem o medidor	R\$ 3.718.010,77	Valores praticados nos últimos 12 meses.
Descontos na Distribuição	R\$ 13.020.700.517,24	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 3,1% (Previsão de Carga ONS - EPE – Planejamento Anual 2023/2027) e de IPCA (Boletim Focus – para cada data de reajuste das distribuidoras) e os efeitos do Decreto nº 9.642/2018



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 5BB2C8CD007E0D14

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



P. 3 do OFÍCIO Nº 243/2024 – STR/ANEEL, de 17/09/2024.

Descontos na Transmissão	R\$ 3.232.878.340,02	Foram considerados os MUST contratados em 2024, a TUST do ciclo 2024/2025 para o 1º semestre e a TUST estimada do ciclo 2025/2026 para o segundo semestre.
Subvenção Cooperativas	R\$ 651.376.103,85	Estimativa com base nos processos tarifários de 2023/2024.
Subvenção Lei 14.299/2022	R\$ 42.755.399,04	Estimativa com base nos processos tarifários de 2024.
UBP	R\$ 1.981.787.957,09	Previsão SCE/ANEEL, não inclui usinas sujeitas a prorrogação.
MULTAS	R\$ 517.017.093,00	Estimativa para o ano de 2025 (PLOA).
Universalização – Programa Luz para Todos	R\$ 2.496.582.075,10	Consulta Pública MME ainda não instaurada com a proposta do orçamento do Programa Luz para Todos de 2025. Por isso, provisoriamente considerado o valor aprovado pela Portaria 750/GM/MME, de 09 de outubro de 2023, para o ano de 2024.
Quotas RGR	R\$ 592.096.668,78	Previsão da SFF/ANEEL, já considerando expectativas de ajustes de exercícios anteriores.
Recursos P&D	R\$ 417.286.346,98	Previsão com base nos recolhimentos de P&D e PEE Corrente de 2024.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 5BB2C8CD007E0D14

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



P. 4 do OFÍCIO Nº 243/2024 – STR/ANEEL, de 17/09/2024.

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 2024 de R\$ 300,18/MWh.

5. Quando a proposta orçamentária do Programa Luz para Todos de 2025 estiver disponível comunicaremos o valor para a CCEE.

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)

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

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

A.II – E-mail-STR/ANEEL

AF

André Valter Feil (STR) <andrefeil@aneel.gov.br>

Responder

Responder a todos

Encaminhar

Para: Mariana Zucchi; Camila Figueiredo Bomfim Lopes (STR) <camila@aneel.gov.br>; Alexandre Castro Caldas (SFF); Maria Luiza Ferreira Caldwell (SFF)

Cc: Vinicius Goncalves; Janaina Silva de Oliveira; Luciana Lisboa; Regina Sasaki; Kauane Araujo Silva

Qui, 10/10/2024 14:29

Sinalizado

Prezados,

Quanto à previsão relacionada a CDE-GD, informamos que o valor estimado de subsídios para o ano civil de 2025 é da ordem de R\$ 996,8 milhões. Neste ano a previsão passou a ser realizada com base nos subsídios homologados nos processos tarifários vigentes, estimando-se o novo valor mensal a partir da data de reajuste tarifário de cada empresa mediante a inclusão de projeção de crescimento do mercado GD (17,7% - fonte EPE) e a inflação projetada do período.

De outro lado, para fins de proposta orçamentaria, recomendamos considerar a arrecadação de quotas CDE-GD com valor idêntico, restando a análise de eventual dedução do saldo a ser observado ao final do exercício 2024 a ser incluída na instrução a ser realizada pela ANEEL. Desde já destacamos que, face ao regime de concatenação das quotas aos processos tarifários, a análise quanto à utilização do saldo deve observar os efeitos inclusive sobre o ano de 2026, de forma a assegurar recursos suficientes para o cumprimento das obrigações associadas, o que implicará na necessidade de manutenção de parte do valor do saldo como reserva técnica.

Att.



André Valter Feil
Especialista em Regulação
Coordenador de Gestão Tarifária de Geração e de Encargos Setoriais – COGGES
Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR
Telefone: (61) 2192-8782
www.gov.br/aneel

restrito

CAFT - Custos Administrativos Financeiros e Tributários 2025

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

Gerência/área: Financeiro, Administrativo e Contas Setoriais – AE

Autor: Eduardo Oliveira

Data: 30/09/24

Versão: 1.0





Sumário

Introdução	3
Recursos Humanos	6
Custos Indiretos	7
Sustentação de Aplicações	7
Serviços Jurídicos	7
Auditoria de Dados	8
Despesas Gerais	8
Agente Administrativo Fiduciário	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 2025.

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 6,67% (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\$ 10.011.739,98 (dez milhões, onze mil, setecentos e trinta e nove reais e noventa e oito centavos). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento para o período em torno de aproximadamente 13%, conforme demonstra a Tabela 2, a seguir:

COMPONENTES	APROVADO 2024	ESTIMADO 2025	Δ \$ 2025	Δ % 2025
Recursos Humanos	R\$ 5.354.611,93	R\$ 5.738.571,66	R\$ 383.959,73	7%
Custos Indiretos	R\$ 1.512.588,27	R\$ 1.613.477,91	R\$ 100.889,64	7%
Sustentação de Aplicações	R\$ 1.302.974,64	R\$ 1.237.844,63	-R\$ 65.130,01	-5%
Serviços Jurídicos	R\$ 826.320,00	R\$ 876.001,00	R\$ 49.681,00	6%
Auditoria de Dados	R\$ 204.102,49	R\$ 298.566,00	R\$ 94.463,51	46%
Despesas Gerais	R\$ 82.718,68	R\$ 82.718,68	-	-
Subtotal-1	R\$ 9.283.316,02	R\$ 9.847.179,88	R\$ 563.863,87	6%
Agente Administrativo Fiduciário	-	R\$ 621.278,58	R\$ 621.278,58	-
Serviços do Banco Gestor	-	R\$ 30.667,00	R\$ 30.667,00	-
Subtotal-2	R\$ 9.283.316,02	R\$ 10.499.125,46	R\$ 1.215.809,45	13%
Créditos Tributários ²	-R\$ 487.385,48	-R\$ 487.385,48	-	-
Total	R\$ 8.795.930,54	R\$ 10.011.739,98	-	-

Tabela 2 - Total Estimado por Componente do Processo

O incremento dos 2 (dois) novos componentes (Agente Administrativo Fiduciário e Serviço do Banco Gestor), trouxe um impacto de cerca de 7% (R\$ 652mil) no total estimado do processo.

¹ Projeções disponíveis no Boletim LCA base jun/2024 – cenário adverso.

² Os créditos tributários provenientes dos custos 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.

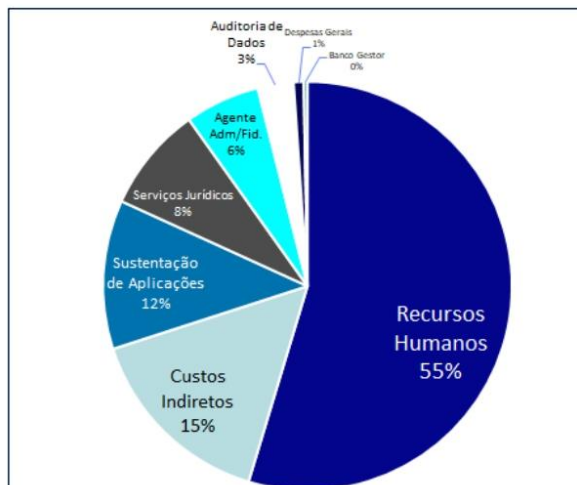


Gráfico 1 – Distribuição dos Componentes do Processo

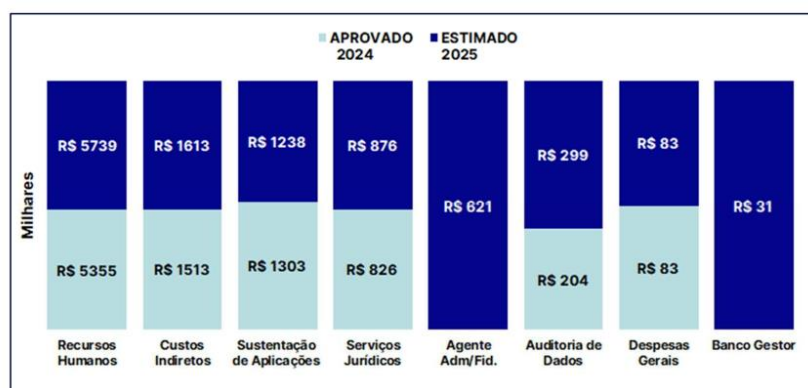


Gráfico 2 – Evolução Anual dos Componentes do Processo

No transcorrer deste relatório, será apresentada 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\$ 5.738.571,66 (cinco milhões, setecentos e trinta e oito mil, quinhentos e setenta e um reais e sessenta e seis centavos). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento para o período em torno de aproximadamente 7%.

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\$ 589,23
GERENTE	R\$ 342,56
ESPECIALISTA	R\$ 206,68
SÊNIOR	R\$ 146,60
PLENO	R\$ 103,60
JÚNIOR	R\$ 74,40
ASSISTENTE	R\$ 45,78
ESTAGIÁRIO	R\$ 27,76

Tabela 3 - Valor Hora por Categoria Profissional

Os valores aplicados refletem a posição do quadro de pessoal vigente, correspondente ao mês de julho de 2024. 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 2024, para correção deste componente, encontram-se disponíveis na Tabela 4, a seguir:

ÍNDICE	%	ITEM	INCIDÊNCIA
INPC	4,41%	PREVISÃO DISSÍDIO COLETIVO BASE 2024	JAN-JUL/2025
INPC	6,07%	PREVISÃO DISSÍDIO COLETIVO BASE 2025	AGO-DEZ/2025

Tabela 4 - Índices Macroeconômicos

Com relação ao volume de horas que serão dedicadas no processo, estima-se um total de 31.476 (trinta e uma mil, quatrocentos e setenta e seis) 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/2024 – cenário adverso. Como política de remuneração salarial, a CCEE aplica a título de Mérito, 1% de reajuste, incidente sobre o período de mar-dez/2025.



Custos Indiretos

A linha de custos indiretos foi estimada em R\$ 1.613.477,91 (*um milhão, seiscentos e treze mil, quatrocentos e setenta e sete reais e noventa e um centavos*). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento para o período em torno de aproximadamente 7%.

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\$ 1.237.844,63 (*um milhão, duzentos e trinta e sete mil, oitocentos e quarenta e quatro reais e sessenta e três centavos*). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de redução para o período em torno de aproximadamente 5%.

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. A redução das estimativas se deve ao volume menor de dias úteis, previstos para o exercício de 2025.

Serviços Jurídicos

A linha de serviços jurídicos foi estimada em R\$ 876.001,00 (*oitocentos e setenta e seis mil, e um real*). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento para o período em torno de aproximadamente 6%.

Para composição das estimativas, foi considerado o acompanhamento atual dos 418 (*quatrocentos e dezoito*) processos em andamento, das quais 198 (*cento e noventa e oito*) a CCEE é parte e contrata escritórios externos para patrocínio. As outras 220 (*duzentos e vinte*) ações são acompanhadas pelo Jurídico interno e a CCEE pode atuar de forma estratégica ou, ainda, ser chamada para ingressar nas ações.

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 ATM.

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



Auditoria de Dados

A linha de auditoria independente de dados foi estimada em R\$ 298.566,00 (*duzentos e noventa e oito mil, quinhentos e sessenta e seis reais*). Em relação ao custo anterior aprovado, há uma expectativa de aumento para o período em torno de aproximadamente 46%.

Devido ao vencimento do contrato do prestador de serviços atual, Ernst Young, foi realizado abertura do processo de concorrência para um novo período (2025-2029). Foram convidadas as empresas PwC, KPMG e Deloitte.

A empresa Deloitte declarou conflito por ter prestado serviços de consultoria para a CCEE, mesmo que em outro tema. A empresa KPMG não apresentou proposta, pois não emitia o relatório de asseguarção para o formato de serviço utilizado atualmente. A Empresa PwC foi a única que apresentou proposta. A área de compras realizou três rodadas de negociação, com intuito de alcançar o valor mais competitivo possível.

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).

Agente Administrativo Fiduciário

A linha de agente administrativo fiduciário trata-se de um novo componente que foi instituído a partir do 2º semestre de 2024, para pagamento das despesas referentes ao âmbito da operação de antecipação dos recebíveis da CDE Eletrobrás, estruturada durante a vigência da MP 1212/2024, com valor estimado em R\$ 621.278,58 (*seiscentos e vinte e um mil, duzentos e setenta e oito reais e cinquenta e oito centavos*).

Serviço do Banco Gestor

A linha de serviço do banco gestor trata-se de um novo componente que foi instituído a partir do 2º semestre de 2024, para pagamento das despesas referentes ao âmbito da operação de antecipação dos recebíveis da CDE Eletrobrás, estruturada durante a vigência da MP 1212/2024, com valor estimado em R\$ 30.667,00 (*trinta mil, seiscentos e sessenta e sete reais*).

Anexos



Anexo I: Visão Competência

 Contas Setoriais - CDE, CCC e RGR Custos Administrativos Financeiros e Tributários - CAFT 2025													
Descrição	jan-25	fev-25	mar-25	abr-25	mai-25	jun-25	jul-25	ago-25	set-25	out-25	nov-25	dez-25	Total
Recursos Humanos	R\$ 439.632,00	R\$ 460.991,76	R\$ 461.906,28	R\$ 477.791,98	R\$ 491.119,87	R\$ 465.691,15	R\$ 414.100,61	R\$ 502.293,32	R\$ 510.396,01	R\$ 106.220,29	R\$ 410.446,96	R\$ 431.644,07	R\$ 5.738.571,66
Custos Indiretos	R\$ 191.904,48	R\$ 117.242,46	R\$ 119.029,84	R\$ 119.827,88	R\$ 120.457,87	R\$ 121.669,86	R\$ 125.218,83	R\$ 124.829,26	R\$ 124.086,04	R\$ 123.853,14	R\$ 180.646,73	R\$ 186.312,00	R\$ 1.813.477,91
Sustentação de Aplicações	R\$ 66.420,36	R\$ 106.714,57	R\$ 78.791,04	R\$ 136.921,67	R\$ 91.903,92	R\$ 111.838,12	R\$ 101.671,02	R\$ 106.714,57	R\$ 111.838,12	R\$ 111.838,12	R\$ 106.714,57	R\$ 106.714,57	R\$ 1.237.844,63
Serviço Jurídico	R\$ 73.000,08	R\$ 73.000,08	R\$ 73.000,08	R\$ 73.000,08	R\$ 73.000,08	R\$ 73.000,08	R\$ 73.000,08	R\$ 73.000,08	R\$ 73.000,08	R\$ 73.000,08	R\$ 73.000,08	R\$ 73.000,08	R\$ 876.001,00
Agente Administrativo Fidejussor	R\$ 50.647,16	R\$ 50.647,16	R\$ 50.647,16	R\$ 50.647,16	R\$ 50.647,16	R\$ 50.647,16	R\$ 50.647,16	R\$ 50.647,16	R\$ 54.025,33	R\$ 54.025,33	R\$ 54.025,33	R\$ 54.025,33	R\$ 621.278,58
Auditoria de Dados	R\$ 24.880,50	R\$ 24.880,50	R\$ 24.880,50	R\$ 24.880,50	R\$ 24.880,50	R\$ 24.880,50	R\$ 24.880,50	R\$ 24.880,50	R\$ 24.880,50	R\$ 24.880,50	R\$ 24.880,50	R\$ 24.880,50	R\$ 288.568,00
Despesas Gerais	R\$ 6.893,22	R\$ 6.893,22	R\$ 6.893,22	R\$ 6.893,22	R\$ 6.893,22	R\$ 6.893,22	R\$ 6.893,22	R\$ 6.893,22	R\$ 6.893,22	R\$ 6.893,22	R\$ 6.893,22	R\$ 6.893,22	R\$ 82.780,08
Serviço do Banco Gestor	R\$ 2.900,00	R\$ 2.900,00	R\$ 2.900,00	R\$ 2.900,00	R\$ 2.900,00	R\$ 2.900,00	R\$ 2.900,00	R\$ 2.900,00	R\$ 2.666,75	R\$ 2.666,75	R\$ 2.666,75	R\$ 2.666,75	R\$ 30.667,00
Subtotal	R\$ 835.729,71	R\$ 848.509,76	R\$ 817.312,21	R\$ 871.252,48	R\$ 860.952,42	R\$ 876.489,78	R\$ 839.007,42	R\$ 891.797,91	R\$ 907.785,99	R\$ 905.387,53	R\$ 899.315,74	R\$ 915.576,52	R\$ 10.498.125,48
Creditos Tributarios	-R\$ 40.615,48	-R\$ 40.615,48	-R\$ 40.615,48	-R\$ 40.615,48	-R\$ 40.615,48	-R\$ 40.615,48	-R\$ 40.615,48	-R\$ 40.615,48	-R\$ 40.615,48	-R\$ 40.615,48	-R\$ 40.615,48	-R\$ 40.615,48	-R\$ 487.385,48
Total	R\$ 795.114,23	R\$ 807.894,30	R\$ 776.696,73	R\$ 830.637,02	R\$ 820.336,96	R\$ 835.874,32	R\$ 798.391,96	R\$ 851.182,45	R\$ 867.170,54	R\$ 864.772,07	R\$ 858.699,28	R\$ 874.961,06	R\$ 10.010.739,98



Anexo II – Relação de Horas

Horas em valor decimal																
Matrícula	Colaborador	G.E.	Nível	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Total
351	ALICE CALDEIRA TEIXEIRA	GEJOI	ESTAGIÁRIO	3	1	1	3	1	1	3	1	1	3	1	1	14
731171	ALEXANDRE BARONI NETO	GECD	ESPECIALISTA	95	80	95	105	60	95	95	95	105	95	95	95	1.110
731177	DALMIR CAPETTA	GECD	GERENTE	53	50	40	56	56	40	58	50	53	58	53	50	617
731194	ADILSON LODOVICH	GEFAS	GERENTE	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	36
731390	CELIA MOREIRA DE OLIVEIRA	GEOP	SÊNIOR	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	360
731522	RODOLFO VESPOLI	GECD	SÊNIOR	95	105	95	125	125	95	95	95	125	95	95	95	1.240
731550	LAURA SHIRLEY YAHUITA MAQUERA VIEIRA	GEISM	SÊNIOR	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	36
731570	JULIANNA MARQUES KAWABATA	GEFAS	ESPECIALISTA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	14
731582	MARCOS ROGERIO DE MOURA LUNA	GEFAS	ESPECIALISTA	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	96
731641	GUILHERME ENRIQUE DA MATA	GEISM	SÊNIOR	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	60
731650	ADRIANA CRISTINE AOKI	GECD	ESPECIALISTA	80	85	80	50	95	80	80	80	50	80	80	80	920
731690	EDUARDO PUJIO OLIVEIRA	GEFAS	SÊNIOR	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	8
731711	DANIELA AMARAL DE SOUSA	GEOP	PLENO	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	360
731713	WILLIAM KIYOSHI UEMURA MATSUBARA	GEFAS	GERENTE	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	300
731744	PATRICIA HARUMI BEPPU HIRA	GEFAS	ESPECIALISTA	136	160	160	160	160	160	80	160	160	160	80	160	1.736
731746	MARIA CLARA CORDEIRO DE NORONHA PESSOA	GEISM	GERENTE	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	48
731787	PIRISCLA VIVIAN LEITE HORIE	GEFAS	EXECUTIVO	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	960
731895	MARIA MADALENA GONCALVES PORANGABA	GEISM	EXECUTIVO	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	192
731905	ERICK PALMA ARTISSIAN	GEFAS	SÊNIOR	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	72
731917	NATHAN FRANKLIN SAFONT	GEJOI	ESPECIALISTA	3	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	8
731959	VINICIUS AMBROSIO GONCALES	GEFAS	GERENTE	130	154	154	154	154	154	154	154	154	154	74	74	1.664
731981	ANA PAULA MARTINS ALEJO BASSI	GEISM	GERENTE	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	96
732001	KAUANE DE ARAUJO SILVA	GEFAS	SÊNIOR	128	152	152	152	152	152	152	152	152	72	72	152	1.640
732007	MARIANA ARAUJO ZUCCHI	GEFAS	SÊNIOR	128	160	160	72	160	160	72	160	160	160	160	160	1.712
732051	REGINA AKEMI SASAI	GEFAS	ESPECIALISTA	136	80	80	160	160	160	160	160	160	160	160	160	1.736
732054	ADILSON VIEIRA FERRACINI	GEDOS	ESPECIALISTA	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	720
732058	WILLIAN ARRAIS MACEDO DA SILVA	GEDOS	SÊNIOR	136	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	1.896
732124	YURI DURAN DOS SANTOS	GEFAS	PLENO	110	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	1.408
732133	LARISSA KATHLEEN LEMOS DOS SANTOS	GEJOI	JÚNIOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
732138	GABRIELA CAMPOS MOTA	GEFAS	JÚNIOR	136	160	160	160	160	80	160	160	160	160	160	160	1.816
732165	GISLAINE PEREIRA FAGUNDES DE MELO	GEISM	ASSISTENTE	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
732187	THAIR SWELLEN BRITO	GEISM	SÊNIOR	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	492
732192	LIADIANE CRISTOFARO GIANMAROS	GEFAS	PLENO	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	210
732206	CAMILA ANDRESSA CAMILO DE OLIVEIRA	GEISM	PLENO	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	216
732218	MONICA LUCIA BARBOSA DE OLIVEIRA	GEDOS	SÊNIOR	136	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	1.896
732220	LORRAYNE CAMILO FERREIRA SOUSA	GEISM	JÚNIOR	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	228
732261	JANAINA SILVA DE OLIVEIRA	GEFAS	PLENO	136	160	160	160	160	160	160	80	80	160	160	160	1.736
732302	ANDRE PERASOLI TRADE	GEISM	JÚNIOR	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	60
732306	EMY MASSUDA MOROMIZATO	GEFAS	JÚNIOR	136	160	80	160	160	160	160	160	160	160	160	160	1.816
732330	ANDRE ANTONIO ESTEVAM	GEFAS	SÊNIOR	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	180
732344	TAMILYN TANAKA	GEFAS	JÚNIOR	136	160	160	160	160	160	160	80	160	160	80	160	1.736
732354	RAPHAEL RODRIGUES SILVA	GEFAS	ASSISTENTE	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	120
732363	GABRIELA PANTOJA PASSOS	GEFAS	JÚNIOR	136	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	1.896
Total Geral				2.453	2.672	2.580	2.680	2.765	2.739	2.510	2.588	2.681	2.678	2.431	2.698	31.476

EOliveira/GEFAS

- restrito -

11

Anexo I – Estimativa mensal

Contas Setoriais - CDE CCC RGR Custos Administrativos Financeiros e Tributários - CAFT 2024													
Descrição	jan-24	fev-24	mar-24	abr-24	mai-24	jun-24	jul-24	ago-24	set-24	out-24	nov-24	dez-24	Total
Recursos Humanos	R\$ 371.871,15	R\$ 442.062,15	R\$ 389.088,99	R\$ 654.995,02	R\$ 442.178,88	R\$ 409.450,16	R\$ 442.484,05	R\$ 488.078,84	R\$ 495.013,31	R\$ 483.588,92	R\$ 471.253,70	R\$ 454.538,76	R\$ 5.354.011,93
Custos Indiretos	R\$ 142.077,88	R\$ 109.911,37	R\$ 111.567,08	R\$ 111.290,16	R\$ 112.878,66	R\$ 114.001,63	R\$ 117.388,93	R\$ 117.023,77	R\$ 116.326,88	R\$ 116.100,69	R\$ 103.351,02	R\$ 174.602,04	R\$ 1.512.588,27
Sustentação de Aplicações	R\$ 104.837,04	R\$ 107.333,16	R\$ 109.820,28	R\$ 109.820,28	R\$ 109.820,28	R\$ 107.333,16	R\$ 109.820,28	R\$ 109.820,28	R\$ 109.820,28	R\$ 109.820,28	R\$ 109.820,28	R\$ 104.837,04	R\$ 1.302.974,84
Serviços Jurídicos	R\$ 88.880,00	R\$ 88.880,00	R\$ 88.880,00	R\$ 88.880,00	R\$ 88.880,00	R\$ 88.880,00	R\$ 88.880,00	R\$ 88.880,00	R\$ 88.880,00	R\$ 88.880,00	R\$ 88.880,00	R\$ 88.880,00	R\$ 826.320,00
Auditoria de Dados	R\$ 17.008,54	R\$ 17.008,54	R\$ 17.008,54	R\$ 17.008,54	R\$ 17.008,54	R\$ 17.008,54	R\$ 17.008,54	R\$ 17.008,54	R\$ 17.008,54	R\$ 17.008,54	R\$ 17.008,54	R\$ 17.008,54	R\$ 204.102,49
Despesas Gerais	R\$ 2.591,70	R\$ 2.964,16	R\$ 4.507,36	R\$ 1.502,99	R\$ 4.742,03	R\$ 6.615,55	R\$ 3.440,83	R\$ 10.502,11	R\$ 5.285,23	R\$ 24.953,40	R\$ 13.320,34	R\$ 1.502,99	R\$ 82.715,68
Subtotal	R\$ 707.346,31	R\$ 748.159,38	R\$ 711.291,25	R\$ 763.496,00	R\$ 755.497,40	R\$ 723.320,04	R\$ 759.011,68	R\$ 811.350,54	R\$ 812.323,33	R\$ 826.343,84	R\$ 849.922,85	R\$ 821.469,38	R\$ 9.283.316,02
Créditos Tributários	-R\$ 40.815,48	-R\$ 40.815,48	-R\$ 40.815,48	-R\$ 40.815,48	-R\$ 40.815,48	-R\$ 40.815,48	-R\$ 40.815,48	-R\$ 40.815,48	-R\$ 40.815,48	-R\$ 40.815,48	-R\$ 40.815,48	-R\$ 40.815,48	-R\$ 487.385,48
Total	R\$ 666.530,83	R\$ 707.343,90	R\$ 670.475,77	R\$ 722.680,52	R\$ 714.681,92	R\$ 682.504,56	R\$ 718.196,20	R\$ 770.535,06	R\$ 771.507,85	R\$ 785.528,36	R\$ 809.107,37	R\$ 780.653,90	R\$ 8.795.930,54

EOliveira/GEFAS

- restrito -

13



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

CÓDIGO 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.III - Previsão reembolso de Carvão Mineral - Diamante

Dado - Competência	dez-24	Base Anual - Competência
Dado - Caixa	jan-25	
Carvão Mineral	R\$ 86.468.705,50	R\$ 1.015.437.414,65
Óleo Diesel	R\$ 1.847.846,26	R\$ 18.539.479,76
Óleo Combustível	R\$ -	R\$ -
Limite de Reembolso	R\$ 109.475.919,90	R\$ 1.369.380.857,72
Sub Total	R\$ 88.316.551,76	R\$ 1.033.976.894,41
Total	R\$ 88.316.551,76	R\$ 1.033.976.894,41

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	97,54%	95,46%
Qcompra_eficiente - Compra mínima eficiente (t)	195.070,06	2.291.118,99
Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (t) (E _{a-1})	-	331,40
Estoque Estratégico do beneficiário(t)	-	400.000,00
Quantidade de Carvão Consumida do Estoque Estratégico (t) ²	-	-
Quantidade Efetiva - Qefetiva (t)	195.070,06	2.290.787,59
Preço do Carvão (R\$/t) ¹	R\$ 443,27	R\$ 443,27
Total Carvão Mineral	R\$ 86.468.706	R\$ 1.015.437.415

Programação de Reembolso dos Combustíveis Secundários		
Dado - Competência	dez-24	Base Anual - Competência
Dado - Caixa	jan-25	
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\$ 3,56	R\$ 3,39
Eficiência Energética	97,54%	95,46%
Total Óleo Combustível	-	-
Óleo Diesel - Nº de Partidas "a Frio"/Ano	4,17	45,00
Consumo OD/ Partida "a Frio" (m³)	50,00	50,00
Consumo OD/ Partida "a Frio" (L)	50.000,00	50.000,00
Óleo Diesel - Nº de Partidas "a Quente"/Ano	4,17	45,00
Consumo/ Partida "a Quente" (m³)	50,00	50,00
Consumo OD/ Partida "a Quente" (L)	50.000,00	50.000,00
Projeção de Preço ANP (R\$/L)	R\$ 4,55	R\$ 4,32
Eficiência Energética	97,54%	95,46%
Total Óleo Diesel	R\$ 1.847.846,26	R\$ 18.539.479,76
Total Combustível Secundário	R\$ 1.847.846,26	R\$ 18.539.479,76

B.IV - Previsão reembolso de Carvão Mineral – Copel

Programa de Reembolso Total		
Dado - Competência	dez-24	Base Anual - Competência
Dado - Caixa	jan-25	
Carvão Mineral (Dsp.561/2024 - Operação Suspensa)	-	-R\$ 19.663.794,34
Óleo Diesel (Dsp.561/2024 - Operação Suspensa)	Operação suspensa	Operação suspensa
Óleo Combustível (DSP.561/2024 - Operação Suspensa)	Operação suspensa	Operação suspensa
Limite de Reembolso	R\$ 3.503.076,95	R\$ 43.818.280,09
Sub Total	R\$ -	-R\$ 19.663.794,34
Total	R\$ -	-R\$ 19.663.794,34

Programação de Reembolso de Carvão Mineral Nacional		
Dado Competência	dez-23	Base Anual - Competência
Dado - Caixa	jan-24	
Compra Mínima - Contrato (t)	5.000,00	60.000,00
Compra Mínima - Contrato 2002 (t)	6.250,00	75.000,00
Cobertura Eficiência Energética	93%	96%
Qcompra_eficiente - Compra mínima eficiente (t)		-
Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (t) (E _{nt}) (Referente a 2023 e não restituído em 2024)	-	27.993,70
Estoque Estratégico do beneficiário(t)	-	13.000,00
Quantidade de Carvão Consumida do Estoque Estratégico (t)	-	-
Quantidade Efetiva - Qefetiva (t)	-	- 27.993,70
Preço do Carvão (R\$/t) ²	R\$ 663,55	R\$ 702,44
Total Carvão Mineral	R\$ -	-R\$ 19.663.794

Programação de Reembolso dos Combustíveis Secundários		
Dado Competência	dez-24	Base Anual - Competência
Dado - Caixa	jan-25	
Óleo Combustível A1 - Nº de Paridas "a Frio"/Ano	Operação suspensa	Operação suspensa
Consumo OC/ Partida "a Frio" (t)	-	-
Consumo OC/ Partida "a Frio" (kg)	-	-
Óleo Combustível A1 - Nº de Paridas "a Quente"/Ano	Operação suspensa	Operação suspensa
Consumo OC/ Partida "a Quente" (t)	-	-
Consumo OC/ Partida "a Quente" (kg)	-	-
Projeção de Preço ANP OC (R\$/kg)	R\$ 3,51	R\$ 3,34
Eficiência Energética	93%	96%
Total Óleo Combustível	-	-
Óleo Diesel - Nº de Partidas "a Frio"/Ano	Operação suspensa	Operação suspensa
Consumo OD/ Partida "a Frio" (m³)	-	-
Consumo OD/ Partida "a Frio" (L)	-	-
Óleo Diesel - Nº de Partidas "a Quente"/Ano	Operação suspensa	Operação suspensa
Consumo/ Partida "a Quente" (m³)	-	-
Consumo OD/ Partida "a Quente" (L)	-	-
Projeção de Preço ANP (R\$/L)	R\$ 4,52	R\$ 4,29
Eficiência Energética	93%	96%
Total Óleo Diesel	R\$ -	R\$ -
Total Combustível Secundário	R\$ -	R\$ -

B.V - Previsão reembolso de Carvão Mineral - Âmbor

Programa de Reembolso Total			
Dado - Competência	dez-24	Base Anual - Competência	
Dado - Caixa	jan-25		
Carvão Mineral	R\$ 12.485.821,79	R\$	158.754.000,00
Óleo Diesel	R\$ 350.219,22	R\$	4.324.267,55
Óleo Combustível	R\$ 879.988,62	R\$	11.629.321,46
Limite de Reembolso	R\$ 20.044.769,07	R\$	250.730.234,46
Sub Total	R\$ 13.716.029,63	R\$	174.707.589,01
Fiscalização Ehist e Ea-1 - DSP 2616/2020 e DSP 3420/2023 (CGT Eletrosul)	R\$ 5.081.310,69	R\$	63.263.932,03
Fiscalização - parcelas estimadas	-R\$ 4.487.934,53	-R\$	56.203.742,40
Total	R\$ 14.349.256,08	R\$	181.767.778,64

Programação de Reembolso de Carvão Mineral Nacional			
Dado - Competência	dez-24	Base Anual - Competência	
Dado - Caixa	jan-25		
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	97,92%		100,00%
Qcompra_eficiente - Compra mínima eficiente (t)	97.920,33		1.200.000,00
Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (t) (E _{a-1})	-		-
Estoque Estratégico do beneficiário(t)	-		100.000,00
Quantidade de Carvão Consumida do Estoque Estratégico (t) ¹	-		-
Quantidade Efetiva - Qefetiva (t)	97.920,33		1.200.000,00
Preço do Carvão - Inclui Transporte (R\$/t) ²	R\$ 127,51	R\$	132,30
Total Carvão Mineral	R\$ 12.485.822	R\$	158.754.000

Programação de Reembolso dos Combustíveis Secundários			
Dado - Competência	dez-24	Base Anual - Competência	
Dado - Caixa	jan-25		
Óleo Combustível A1 - Nº de Partidas "a Frio"/Ano	1,00		8,00
Consumo OC/ Partida "a Frio" (t)	150,00		200,00
Consumo OC/ Partida "a Frio" (kg)	150.000,00		200.000,00
Óleo Combustível A1 - Nº de Partidas "a Quente"/Ano	1,00		12,00
Consumo OC/ Partida "a Quente" (t)	100,00		150,00
Consumo OC/ Partida "a Quente" (kg)	100.000,00		150.000,00
Projeção de Preço ANP OC (R\$/kg)	R\$ 3,59	R\$	3,42
Eficiência Energética	97,92%		100,00%
Total Óleo Combustível	R\$ 879.988,62	R\$	11.629.321,46
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)	40,00		45,00
Consumo OD/ Partida "a Quente" (L)	40.000,00		45.000,00
Projeção de Preço ANP (R\$/L)	R\$ 4,47	R\$	4,24
Eficiência Energética	97,92%		100,00%
Total Óleo Diesel	R\$ 350.219,22	R\$	4.324.267,55
Total Combustível Secundário	R\$ 1.230.207,84	R\$	15.953.589,01

B.VI - Apuração Ea-1 – Carvão Mineral

Diamante				
Data ²	Compra Mínima Eficiente(t)	Compra Mínima	Consumo ¹ SCD (t)	Carvão não consumido (Ano) (t)
jan-24	195.070	200.000	175.808,5	19.261,5
fev-24	195.070	200.000	259.143,6	-44.812
mar-24	195.070	200.000	122.714,6	27.543
abr-24	195.070	200.000	106.396,0	116.217
mai-24	195.070	200.000	122.470,6	188.817
jun-24	195.070	200.000	237.949,1	145.938
jul-24	195.070	200.000	277.548,2	63.460
ago-24	195.070	200.000	238.478,6	20.051
set-24	195.070	200.000	200.000,0	15.121
out-24	195.070	200.000	200.000,0	10.191
nov-24	195.070	200.000	200.000,0	5.261
dez-24	195.070	200.000	200.000,0	331

Âmbar ³				
Data ²	Compra Mínima Eficiente(t)	Compra Mínima	Consumo ¹ SCD (t)	Carvão não consumido (Ano) (t)
jan-24	97.920	100.000	167.497	-69.577
fev-24	97.920	100.000	176.531	-148.188
mar-24	97.920	100.000	115.851	-166.118
abr-24	97.920	100.000	7	-68.204
mai-24	97.920	100.000	0	29.716
jun-24	97.920	100.000	0	127.636
jul-24	97.920	100.000	827	224.730
ago-24	97.920	100.000	0	322.650
set-24	97.920	100.000	31.038	389.532
out-24	97.920	100.000	239.195	248.258
nov-24	97.920	100.000	231.479	114.699
dez-24	97.920	100.000	239.195	0

Copel ⁴				
Data ²	Compra Mínima Eficiente(t)	Compra Mínima	Consumo ¹ SCD (t)	Carvão não consumido (Ano) (t)
jan-24	0	0	0	0
fev-24	0	0	0	0
mar-24	0	0	0	0
abr-24	0	0	0	0
mai-24	0	0	0	0
jun-24	0	0	0	0
jul-24	0	0	0	0
ago-24	0	0	0	0
set-24	0	0	0	0
out-24	0	0	0	0
nov-24	0	0	0	0
dez-24	0	0	0	0

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

Diamante - Complexo Jorge Lacerda		CGT Eletrosul - Candiota III		Copel - Figueira ¹	
Potência Complexo	857 MW	Potência Usina	350 MW	Potência Usina	20 MW
$\eta_{\text{ref ponderado (REN)}}$	33,65%	η_{ref}	35,00%	η_{ref}	25,00%
$\eta_{\text{complexo (Medição)}}$	32,12%	η_{usina}	37,45%	η_{usina}	23,95%
η_{aplicada}	95,46%	η_{aplicada}	100,00%	η_{aplicada}	95,82%

Resumo Eficiência - Medição

EMPRESA	USINA	(MW)	(η_{usina}) 2024	(η_{usina}) 2023
CGTEE	Candiota III	350	37,45%	34,27%
COPEL	Figueira	20	23,95%	27,50%
DIAMANTE GERAÇÃO	Jorge Lacerda A1	100	25,62%	39,58%
DIAMANTE GERAÇÃO	Jorge Lacerda A2	132	30,55%	30,77%
DIAMANTE GERAÇÃO	Jorge Lacerda B	262	28,82%	28,72%
DIAMANTE GERAÇÃO	Jorge Lacerda C	363	33,97%	34,65%
DIAMANTE GERAÇÃO	COMPLEXO JORGE LACERDA	857	32,12%	32,72%
DIAMANTE	COMPLEXO JORGE LACERDA (M	-	30,90%	32,82%

* Utilizados os dados da contabilização de janeiro/2024 a agosto/2024

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

Resumo Competência - janeiro a dezembro de 2025			
	Âmbar	Diamante	Copel
Compra Mínima - Contrato (t)	1.200.000,00	2.400.000,00	Suspenso
Compra Mínima - Contrato 2002 (t)	1.600.000,00	7.000.000,00	Suspenso
Cobertura Eficiência Energética	100,00%	95,46%	95,82%
Compra mínima eficiente (t)	1.200.000,00	2.291.118,99	0,00
Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (t)	-	- 331,40	-27.993,70
Estoque Estratégico (t)	-	-	-
Quantidade Efetiva (t)	1.200.000,00	2.290.787,59	-27.993,70
Preço Contrato - Inclui Transporte (R\$/t)	R\$ 132,30	R\$ 443,27	R\$ 702,44
Reembolso carvão	R\$ 158.754.000,00	R\$ 1.015.437.414,80	-R\$ 19.663.794,34
Reembolso combustível secundário	R\$ 15.953.589,01	R\$ 18.539.479,76	Suspenso
Limite de Reembolso	R\$ 250.730.234,46	R\$ 1.369.380.857,72	R\$ 43.818.280,09
Reembolso Total	R\$ 174.707.589,01	R\$ 1.033.976.894,56	-R\$ 19.663.794,34

Resultado de Fiscalização Financeira - Período Eletrobras jan/11 - abr/17 (Parcelamento em 36 vezes com início em out/23) CGT Eletrosul	-R\$ 56.203.742,40	-	-
Fiscalização Ehist e Ea-1 - DSP 2616/2020 e DSP 3420/2023 (Parcelamento em 24 vezes com início em out/23) CGT Eletrosul	R\$ 63.263.932,03	-	-
Total Anual (Atualizado)	R\$ 181.767.778,64	R\$ 1.033.976.894,56	-R\$ 19.663.794,34

Total	R\$ 1.196.080.878,87
-------	----------------------

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

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



PLANO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DOS SISTEMAS ISOLADOS PARA 2024

PEN SISOL 2024

Operador Nacional do Sistema Elétrico
Rua Júlio do Carmo, 251 - Cidade Nova
20211-160 - Rio de Janeiro - RJ
Tel (+21) 3444-9400 Fax (+21) 3444-9444

1 Introdução

O Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados (PEN SISOL) tem por objetivo apresentar as avaliações das condições de atendimento dos Sistemas Isolados, brasileiros, para o próximo ano civil, subsidiando a EPE quanto à eventual necessidade de estudos de planejamento da expansão para adequação da oferta de energia e a CCEE, no que diz respeito às estimativas de consumo de combustível e montantes de energia a serem supridos por contratos, para a elaboração do Plano Anual de Custos – PAC.

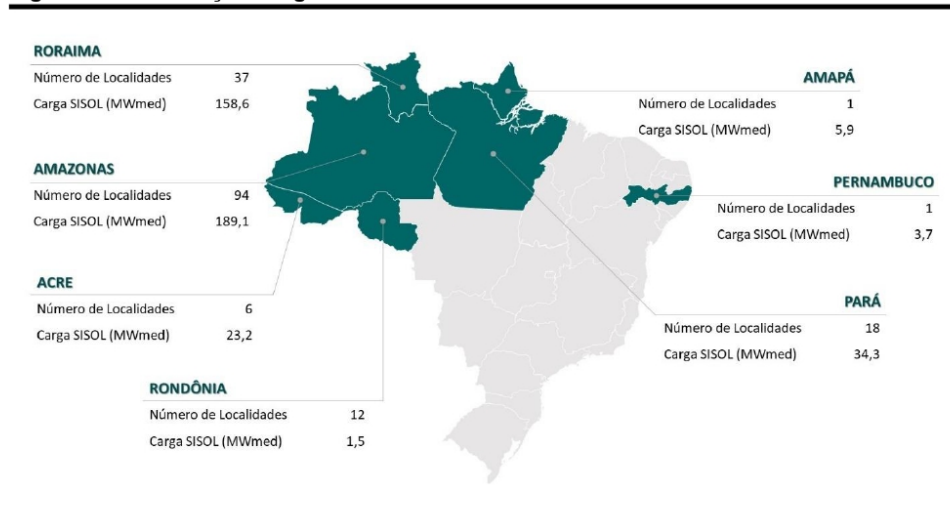
Conforme definido no Decreto nº 7.246/2010, Sistemas Isolados são os sistemas elétricos de serviço público de distribuição de energia elétrica que, em sua configuração normal, não estejam eletricamente conectados ao Sistema Interligado Nacional - SIN, por razões técnicas ou econômicas.

Na última década, com base em estudos no âmbito do planejamento da expansão (MME/EPE), foi decidida a integração ao SIN das capitais dos estados da região Norte: Rio Branco e Porto Velho, em 2009; e Manaus e Macapá, a partir de 2013, objetivando levar aos consumidores dessas áreas o mesmo padrão de qualidade e confiabilidade de atendimento já existente no SIN.

Atualmente, Boa Vista é a única capital brasileira que não faz parte do SIN. Sua interligação depende da conclusão do sistema de transmissão denominado Interligação Manaus – Boa Vista, que tem como objetivo interligar o estado de Roraima ao SIN.

No PEN SISOL 2024 foram consideradas 169 localidades que compõem os Sistemas Isolados, localizados principalmente na região norte do país, compreendendo os estados do Acre, Amapá, Amazonas, Pará, Rondônia e Roraima, além da ilha de Fernando de Noronha, pertencente ao estado de Pernambuco. A distribuição geográfica desses Sistemas Isolados pode ser visualizada na Figura 1-1, a seguir.

Figura 1-1: Distribuição Geográfica dos Sistemas Isolados – Horizonte 2024



O atendimento destes Sistemas Isolados baseia-se predominantemente em usinas térmicas que usam como combustível o óleo diesel e caracterizam-se pelo elevado número de unidades geradoras de pequeno porte e pela grande dificuldade de logística de abastecimento. Em sistemas com essas características, a geração deve, em princípio, ter capacidade disponível para atender a totalidade da carga em qualquer instante, exigindo uma reserva para fazer frente a eventuais falhas ou variações de carga.

Além disso, a dimensão e a composição atual dos referidos sistemas são bastante variadas, existindo sistemas de pequeno porte, com geração associada de cerca de 5 kW, como é o caso de comunidades indígenas em Roraima, e sistemas de porte bem mais elevado, como a capital do estado de Roraima, Boa Vista, que tem, atualmente, um parque gerador térmico da ordem de 500.000 kW.

O suprimento de energia as 169 localidades isoladas previstos para 2024, distribuídos em 7 estados, será feito por 8 agentes de distribuição, conforme descrito na Tabela 1-1, a seguir.

Tabela 1-1: Agentes de distribuição responsáveis pelo atendimento aos Sistemas Isolados

Estado	Distribuidora	Número de Sistemas
Acre	Energisa Acre	6
Amapá	Equatorial Amapá	1
Amazonas	Amazonas Energia	94
Pará	Equatorial Pará	16
	Vibra Energia	2
Pernambuco	Neoenergia Pernambuco	1
Rondônia	Energisa Rondônia	12
Roraima	Roraima Energia	37

Neste ciclo do PEN SISOL 2024 estão sendo consideradas 7 interligações de Sistemas Isolados ao SIN, conforme detalhado na Tabela 1-2, a seguir, considerando as previsões informadas pelas distribuidoras responsáveis pelo suprimento de energia.

Tabela 1-2: Sistemas Isolados com previsão de interligação ao SIN – Horizonte 2024

Distribuidora	Sistema Isolado	Previsão
Amazonas Energia	Silves	jan/24
Amazonas Energia	Rio Preto da Eva	mai/24
Amazonas Energia	Itapiranga	mai/24
Equatorial Pará	Cotijuba	jan/24
Equatorial Pará	Santa Cruz Arari	mai/24
Equatorial Pará	Chaves	out/24
Equatorial Pará	Muana	nov/24

Adicionalmente, motivado pela incerteza de qual usina será responsável pelo controle de frequência do sistema elétrico de Boa Vista, o PEN SISOL 2024 propõe 2 possíveis cenários de operação para a capital de Roraima, que serão apresentados no item 4.7.

Nos itens a seguir, serão detalhadas as principais premissas adotadas no estudo, os balanços energéticos por localidade e estado, sendo identificada a necessidade de geração térmica e os respectivos montantes de combustível, e a síntese dos resultados, mostrando a contribuição de cada fonte no atendimento às cargas dos Sistemas Isolados e uma comparação das previsões atuais com o ciclo anterior.

2 Conclusões e Recomendações

Tendo por base as premissas de previsão de carga, aprovadas por todos os agentes e documentadas na Nota Técnica NT-ONS DPL 0096/2023 “Consolidação da Previsão da Carga para o Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados – PEN SISOL 2024”, a carga de 2024 deverá atingir montantes da ordem de 416 MWmed, o que representa uma redução em torno de 4,6% quando comparada com a carga esperada para o ano de 2023, que considera os montantes verificados até o mês de maio de 2023 e as novas projeções para o restante do ano.

A capacidade instalada de geração destinada ao suprimento dos Sistemas Isolados, cadastrada na base de dados da expansão da geração da SFG/ANEEL, totalizará cerca de 1.251 MW ao final de 2024. Levando-se em consideração os balanços de energia, onde são detalhados os montantes dos contratos de energia e de geração própria de cada distribuidora, a Tabela 2-1, a seguir, apresenta uma síntese dos resultados que permitirão a CCEE elaborar a previsão de reembolsos no âmbito do Plano Anual de Contas – PAC, em conformidade com a Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016.

Tabela 2-1: Previsão de Geração Térmica e Consumo de Combustível – Horizonte 2024

Empresa	Geração PIE	Geração Própria		
	MWh	MWh	Consumo de Combustível	Combustível
Vibra Energia	-	55.842	15.803	Óleo Diesel (m³)
Energisa Rondônia	13.553	-	-	Óleo Diesel (m³)
Equatorial Pará	230.108	-	-	Óleo Diesel (m³)
Neoenergia Pernambuco	-	32.480	9.192	Óleo Diesel (m³)
Energisa Acre	214.577	-	-	Óleo Diesel (m³)
Equatorial Amapá	52.387	-	-	Óleo Diesel (m³)
Roraima Energia (interior)	26.801	3.042	1.034	Óleo Diesel (m³)
Roraima Energia (capital)*	1.276.279	31.467	8.905	Óleo Diesel (m³)
Amazonas Energia	1.557.003	24.587	7.055	Óleo Diesel (m³)
		67.832	14	Gás Natural (MMm³)
Total	3.370.708	215.250	41.989	Óleo Diesel (m³)
			14	Gás Natural (MMm³)

(*) Cenário 1 – Jaguatirica II é responsável pelo controle de frequência do sistema elétrico de Boa Vista

Da Tabela 2-1, anterior, observa-se que a estimativa de geração térmica total para atendimento aos Sistemas Isolados no ano de 2024 atinge montantes da ordem de 3.585.957 MWh. Desse montante de geração térmica, 215.250 MWh são de geração própria dos agentes de distribuição, o que representa cerca de 6% do total, divididos em usinas térmicas a óleo diesel e gás natural, que serão reembolsados via Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

Todavia, de acordo com as avaliações do PEN SISOL 2024, a previsão do consumo de óleo diesel, quando comparada a do ciclo do PEN SISOL 2023, é significativamente inferior, representando uma redução da ordem de 48%.

Com relação ao intercâmbio com a Venezuela, a importação de energia foi interrompida desde março de 2019. Sendo assim, neste ciclo do PEN SISOL 2024 todas as avaliações foram feitas sem considerar essa importação de energia.

4 Balanços Energéticos

4.1 Acre

Os sistemas isolados do Acre são atendidos pela Energisa Acre, que no ciclo de planejamento para 2024 apresentou dados de mercado para 6 localidades, dentre as quais a Cruzeiro do Sul, que fará suprimento à localidade isolada de Guajará, no estado do Amazonas. Vale destacar a inclusão da localidade Vila Restauração que terá seu atendimento realizado por painéis fotovoltaicos.

O mercado consumidor dos sistemas isolados da Energisa Acre é predominantemente residencial, com 51,5% de participação no consumo total.

Os 6 sistemas isolados na área de concessão da Energisa Acre estão ilustrados na Figura 4-1, a seguir.

Figura 4-1: Sistemas Isolados – Energisa Acre



A Tabela 4-1, a seguir, ilustra a previsão de geração e o cálculo do consumo de combustível no horizonte 2024, para os sistemas isolados do Acre, atendidos por contratos de fornecimento de energia com Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIE).

Tabela 4-1: Previsão de Geração e Consumo de Combustível – Energisa Acre

CEG	COMBUSTÍVEL	LOCALIDADE	GER. OUTRAS (MWh)	GT PIE (MWh)	DEMANDA MÁXIMA (MWh/h)	NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL - DIESEL (m³)
UTE.PE.AC.051294	Petróleo	CRUZEIRO DO SUL	0,00	192.771,69	33,84	0,00
UTE.PE.AC.034414	Petróleo	JORDÃO	0,00	3.648,92	0,66	0,00
UTE.PE.AC.034412	Petróleo	MARECHAL THAUMATURGO	0,00	8.386,27	1,62	0,00
UTE.PE.AC.034413	Petróleo	PORTO WALTER	0,00	6.980,34	1,33	0,00
UTE.PE.AC.034415	Petróleo	SANTA ROSA DO PURUS	0,00	2.789,51	0,63	0,00
UFV.RS.AC.056592	Radiação solar	VILA RESTAURAÇÃO	231,73	0,00	0,05	0,00
TOTAL			231,73	214.576,73	33,84	0,00

4.2 Amapá

A distribuição de energia elétrica para o interior do Amapá é de responsabilidade da Equatorial Amapá, que no ciclo de planejamento para 2024 apresentou dados de mercado apenas para o sistema isolado de Oiapoque, localizado no extremo norte do estado, fronteira com a Guiana Francesa, conforme ilustra a Figura 4-2, a seguir.

Para a referida localidade, o consumo é predominantemente residencial, com aproximadamente 54,4% de participação no consumo total, sendo seguido pelo setor comercial, com 25,9%.

Figura 4-2: Sistema Isolado – Equatorial Amapá



A Tabela 4-2, a seguir, ilustra a previsão de geração e o cálculo do consumo de combustível no horizonte 2024 para o sistema isolado de Oiapoque, atendido por contrato de fornecimento de energia com Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE).

Tabela 4-2: Previsão de Geração e Consumo de Combustível – Equatorial Amapá

CEG	COMBUSTÍVEL	LOCALIDADE	GT PIE (MWh)	DEMANDA MÁXIMA (MWh/h)	NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL - DIESEL (m³)
UTE.PE.AP.032304	Petróleo	OIAPOQUE	52.387,43	8,17	0,00
TOTAL			52.387,43	8,17	0,00

4.3 Amazonas

A distribuição de energia elétrica para os sistemas isolados do estado do Amazonas é de responsabilidade da Amazonas Energia, que no ciclo de planejamento para 2024 apresentou dados de mercado para 94 sistemas isolados, dentre os quais está a localidade de Guajará, que será atendida pela localidade de Cruzeiro do Sul, no Acre.

O mercado consumidor dos sistemas isolados da Amazonas Energia é predominantemente residencial, com 56% de participação no consumo total, sendo seguido pelo setor comercial, com 15%.

Os principais sistemas isolados na área de concessão da Amazonas Energia estão ilustrados na Figura 4-3, a seguir.

Figura 4-3: Sistemas Isolados – Amazonas Energia



A Tabela 4-3, a seguir, ilustra a previsão de geração e o cálculo do consumo de combustível no horizonte 2024, para os sistemas isolados do Amazonas.

Tabela 4-3: Previsão de Geração e Consumo de Combustível – Amazonas Energia

CEG	COMBUSTÍVEL	LOCALIDADE	GT PRÓPRIA (MWh)	GT PIE (MWh)	DEMANDA MÁXIMA (MWh/h)	NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL - DIESEL (m³)	NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL - GÁS (MMm³)
UTE.PE.AM.035829	Petróleo	ALTEROSA	0,00	1.538,18	0,27	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035819	Petróleo	ALVARÃES	0,00	12.943,70	2,22	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035833	Petróleo	AMATURÁ	0,00	7.606,13	1,29	0,00	0,00
UTE.GN.AM.000092	Gás natural	ANAMÃ	10.541,64	0,00	2,06	0,00	2,67
UTE.GN.AM.000105	Gás natural	ANORI	18.431,30	0,00	3,17	0,00	3,34
UTE.PE.AM.037732	Petróleo	APUI	0,00	26.714,57	4,53	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037724	Petróleo	ARARA	0,00	842,18	0,16	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037684	Petróleo	AUGUSTO MONTENEGRO	0,00	1.406,67	0,25	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037737	Petróleo	AUTAZES	0,00	37.802,47	6,56	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037730	Petróleo	AUXILIADORA	0,00	2.187,56	0,52	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037731	Petróleo	AXINIM	0,00	3.168,14	0,57	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037691	Petróleo	BARCELOS	0,00	16.489,60	2,81	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037702	Petróleo	BARREIRINHA	0,00	23.627,37	3,85	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035831	Petróleo	BELÉM DO SOLIMÕES	0,00	2.671,00	0,56	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037709	Petróleo	BELO MONTE	0,00	928,19	0,16	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035840	Petróleo	BENJAMIN CONSTANT	0,00	31.334,58	7,20	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037723	Petróleo	BERURI	0,00	15.333,42	2,58	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035830	Petróleo	BETÂNIA	0,00	1.772,00	0,29	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037703	Petróleo	BOA VISTA DO RAMOS	0,00	17.243,53	2,85	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037725	Petróleo	BOCA DO ACRE	0,00	50.393,29	8,92	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037735	Petróleo	BORBA	0,00	28.865,82	5,12	0,00	0,00
UTE.GN.AM.000340	Gás natural	CAAPIRANGA	10.427,58	0,00	1,81	0,00	2,43
UTE.PE.AM.037687	Petróleo	CABORÍ	0,00	3.443,53	0,66	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035813	Petróleo	CAIAMBÉ	0,00	3.159,92	0,57	0,00	0,00
UTE.PE.AM.029534	Petróleo	CAMARUÁ	1.420,03	0,00	0,28	467,19	0,00
UTE.PE.AM.037721	Petróleo	CAMPINAS	0,00	1.259,80	0,24	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037722	Petróleo	CANUTAMA	0,00	9.457,99	1,72	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035823	Petróleo	CARAUARI	0,00	28.845,84	5,25	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037720	Petróleo	CAREIRO	0,00	13.549,50	2,69	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037686	Petróleo	CARVOEIRO	0,00	159,70	0,08	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037718	Petróleo	CASTANHO	0,00	84.793,76	14,09	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037717	Petróleo	CAVIANA	0,00	2.268,12	0,38	0,00	0,00
UTE.GN.AM.037683	Gás natural	COARI	0,00	111.033,00	19,42	0,00	0,00
UTE.GN.AM.000788	Gás natural	CODAJÁS	28.431,39	0,00	5,03	0,00	5,59
UTE.PE.AM.037694	Petróleo	CUCUI	0,00	731,54	0,16	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035822	Petróleo	EIRUNEPÉ	0,00	27.385,97	4,77	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035821	Petróleo	ENVIRA	0,00	12.511,44	2,34	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035825	Petróleo	ESTIRÃO DO EQUADOR	0,00	572,03	0,11	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035828	Petróleo	FEIJAL	0,00	1.505,67	0,29	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035838	Petróleo	FONTE BOA	0,00	26.256,35	4,78	0,00	0,00
-	-	GUAJARÁ	0,00	0,00	1,77	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037733	Petróleo	HUMAITÁ	0,00	100.682,00	18,56	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037695	Petróleo	IAUARETÉ	0,00	1.151,30	0,21	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035826	Petróleo	IPIRANGA	0,00	374,94	0,08	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035817	Petróleo	IPIXUNA	0,00	11.692,74	2,24	0,00	0,00

ONS

RT-ONS DPL 0547/2023 – PLANO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DOS SISTEMAS ISOLADOS PARA 2024 – PEN SISOL 2024

19 / 37

UTE.PE.AM.035815	Petróleo	ITAMARATI	0,00	8.398,66	1,49	0,00	0,00
UTE.PE.AM.027058	Petróleo	ITAPIRANGA	5.206,95	0,00	3,02	1.504,81	0,00
UTE.PE.AM.037716	Petróleo	ITAPURÚ	0,00	1.382,02	0,27	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035811	Petróleo	JAPURÁ	0,00	550,74	0,10	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035816	Petróleo	JURUÁ	0,00	7.791,86	1,36	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035836	Petróleo	JUTAI	0,00	25.092,30	4,20	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037715	Petróleo	LÁBREA	0,00	45.537,93	8,64	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035814	Petróleo	LIMOEIRO	0,00	11.421,73	1,97	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037696	Petróleo	LINDOIA	0,00	5.422,71	0,97	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037714	Petróleo	MANAQUIRI	0,00	26.061,31	4,54	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037729	Petróleo	MANICORÉ	0,00	43.093,88	7,68	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035818	Petróleo	MARAA	0,00	12.084,76	2,09	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037727	Petróleo	MATUPÍ	0,00	21.764,84	4,57	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037704	Petróleo	MAUÉS	0,00	57.242,49	9,90	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037688	Petróleo	MOCAMBO	0,00	2.039,71	0,43	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037685	Petróleo	MOURA	0,00	1.079,30	0,19	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035810	Petróleo	MURITUBA	0,00	757,13	0,15	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037689	Petróleo	NHAMUNDÁ	0,00	16.993,18	2,94	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037734	Petróleo	NOVA OLINDA DO NORTE	0,00	36.437,67	5,89	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037692	Petróleo	NOVO AIRÃO	0,00	23.985,13	4,26	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037728	Petróleo	NOVO ARIPUANÁ	0,00	24.833,69	4,63	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037713	Petróleo	NOVO CÉU	0,00	19.020,13	3,16	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037697	Petróleo	NOVO REMANSO	0,00	30.216,86	5,75	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035827	Petróleo	PALMEIRAS	0,00	485,19	0,08	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037712	Petróleo	PARAUÁ	0,00	1.504,43	0,31	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037706	Petróleo	PAUINI	0,00	11.029,56	1,90	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037701	Petróleo	PEDRAS	0,00	2.224,60	0,40	0,00	0,00
UTE.PE.AM.029185	Petróleo	RIO PRETO DA EVA	17.959,58	0,00	10,44	5.082,56	0,00
UTE.PE.AM.037711	Petróleo	SACAMBÚ	0,00	1.469,39	0,26	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037693	Petróleo	SANTA ISABEL DO RIO NEGRO	0,00	10.187,66	1,75	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035832	Petróleo	SANTA RITA WELL	0,00	3.350,45	0,52	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037690	Petróleo	SANTANA DO UATUMÁ	0,00	800,59	0,14	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035835	Petróleo	SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ	0,00	19.466,71	3,71	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037736	Petróleo	SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA	0,00	47.197,78	7,84	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035837	Petróleo	SÃO PAULO DE OLIVENÇA	0,00	15.631,24	2,89	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037699	Petróleo	SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÁ	0,00	9.842,44	1,62	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037726	Petróleo	SUCUNDURI	0,00	1.674,99	0,34	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035839	Petróleo	TABATINGA	0,00	76.868,03	13,05	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035809	Petróleo	TAMANIQUEA	0,00	838,76	0,16	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037708	Petróleo	TAPAUÁ	0,00	17.334,43	3,10	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035824	Petróleo	TEFÉ	0,00	110.460,47	18,63	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035834	Petróleo	TONANTINS	0,00	11.580,60	1,99	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037707	Petróleo	TUIUÉ	0,00	2.830,70	0,51	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035820	Petróleo	UARINI	0,00	13.895,38	2,39	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037698	Petróleo	URUCARÁ	0,00	17.939,81	3,08	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037705	Petróleo	URUCURITUBA	0,00	24.314,41	4,09	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037700	Petróleo	VILA AMAZÔNIA	0,00	9.507,67	1,69	0,00	0,00
UTE.PE.AM.035812	Petróleo	VILA BITTENCOURT	0,00	582,56	0,10	0,00	0,00
UTE.PE.AM.037710	Petróleo	VILA URUCURITUBA	0,00	1.073,14	0,19	0,00	0,00
TOTAL			92.418,47	1.557.002,53	19,42	7.054,56	14,03

4.4 Pará

Os sistemas isolados do estado do Pará são atendidos por duas distribuidoras de energia elétrica: Vibra Energia, antiga Petrobras Distribuidora, e Equatorial Pará. Para o ciclo de planejamento do PEN SISOL 2024, a Equatorial Pará informou os dados de mercado para 16 sistemas isolados e a Vibra Energia apresentou dados de mercado para as localidades Alcoa Porto e Alcoa Beneficiamento.

O consumo dos sistemas isolados da Equatorial Pará ocorre majoritariamente na classe residencial, responsável por 62% do consumo no período considerado, seguido da classe comercial, com 10% de representatividade. Em contrapartida, o consumo dos sistemas isolados na área de concessão da Vibra Energia é 100% industrial.

A Figura 4-4, a seguir, mostra a localização dos principais sistemas isolados do estado do Pará.

Figura 4-4: Sistemas Isolados – Equatorial Pará e Vibra Energia



A Tabela 4-4 e a Tabela 4-5, a seguir, ilustram as previsões de geração e os cálculos do consumo de combustível no horizonte 2024, para os sistemas isolados da Equatorial Pará, atendidos por contratos de fornecimento de energia com Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIE), e da Vibra Energia, respectivamente. As localidades Água Branca e Crepurizão, não possuem previsão de geração, pois as usinas vencedoras no Leilão nº 003/2021 para essas localidades estão sem previsão de entrada em operação comercial.

Tabela 4-4: Previsão de Geração e Consumo de Combustível – Equatorial Pará

CEG	COMBUSTÍVEL	LOCALIDADE	GT PIE (MWh)	DEMANDA MÁXIMA (MWh/h)	NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL - DIESEL (m³)
UTE.PE.PA.035706	Petróleo	AFUA	17.601,84	2,76	0,00
UTE.PE.PA.035709	Petróleo	ANAJAS	19.020,53	3,05	0,00
UTE.PE.PA.035710	Petróleo	AVEIRO	5.191,99	0,76	0,00
UTE.PE.PA.035712	Petróleo	CHAVES	3.857,53	0,85	0,00
UTE.PE.PA.035714	Petróleo	FARO	7.899,82	1,34	0,00
UTE.PE.PA.035715	Petróleo	GURUPA	22.303,13	3,67	0,00
UTE.PE.PA.035716	Petróleo	JACAREACANGA	23.432,91	4,18	0,00
UTE.PE.PA.035719	Petróleo	MUANA	21.194,16	4,07	0,00
UTE.PE.PA.035720	Petróleo	OEIRAS DO PARA	18.265,53	3,15	0,00
UTE.PE.PA.035721	Petróleo	PORTO DE MOZ	30.372,70	5,08	0,00
UTE.PE.PA.035722	Petróleo	PRAINHA	14.802,94	2,58	0,00
UTE.PE.PA.035724	Petróleo	SANTA CRUZ DO ARARI	1.915,34	1,21	0,00
UTE.PE.PA.035726	Petróleo	SAO SEBASTIAO DA BOA VISTA	20.045,84	3,16	0,00
UTE.PE.PA.035728	Petróleo	TERRA SANTA	24.203,91	4,61	0,00
-	-	CREPURIZAO	0,00	2,60	0,00
-	-	AGUA BRANCA	0,00	0,56	0,00
TOTAL			230.108,16	5,08	0,00

Tabela 4-5: Previsão de Geração e Consumo de Combustível – Vibra Energia

CEG	COMBUSTÍVEL	LOCALIDADE	GT PRÓPRIA (MWh)	DEMANDA MÁXIMA (MWh/h)	NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL - DIESEL (m³)
UTE.PE.PA.030168	Petróleo	UTE ALCOA PORTO	8.560,39	3,00	2.422,59
UTE.PE.PA.030167	Petróleo	UTE ALCOA BENEFICIAMENTO	47.281,84	7,00	13.380,76
TOTAL			55.842,23	7,00	15.803,35

4.5 Pernambuco

O único sistema isolado do estado de Pernambuco é a ilha de Fernando de Noronha, cujo fornecimento de energia elétrica é de responsabilidade da Neoenergia Pernambuco e está ilustrado na Figura 4-5, a seguir.

Figura 4-5: Sistema Isolado – Neoenergia Pernambuco



O consumo da ilha de Fernando de Noronha é majoritariamente do setor comercial, responsável por 44%, seguido do setor residencial, com 40% de representatividade.

A Tabela 4-66, a seguir, ilustra a previsão de geração e o cálculo do consumo de combustível no horizonte 2024, para a referida localidade.

Tabela 4-6: Previsão de Geração e Consumo de Combustível – Neoenergia Pernambuco

CEG	COMBUSTÍVEL	LOCALIDADE	GT PRÓPRIA (MWh)	DEMANDA MÁXIMA (MWh/h)	NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL - DIESEL (m³)
UTE.PE.PE.002887	Petróleo	FERNANDO DE NORONHA	32.480,07	5,57	9.191,86
TOTAL			32.480,07	5,57	9.191,86

4.6 Rondônia

Os sistemas isolados de Rondônia são atendidos pela Energisa Rondônia, que no ciclo de planejamento para 2024 apresentou dados de mercado para 12 localidades isoladas, ilustradas na Figura 4-6, a seguir.

Nos sistemas isolados na área de concessão da Energisa Rondônia predomina a classe residencial, que é responsável por 56% do consumo, sendo seguida da classe rural, com 23% de participação no consumo para o ano de 2024.

Figura 4-6: Sistemas Isolados – Energisa Rondônia



A Tabela 4-7, a seguir, ilustra a previsão de geração e o cálculo do consumo de combustível no horizonte 2024 para os sistemas isolados do Rondônia, atendidos por contrato de fornecimento de energia com Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE).

Tabela 4-7: Previsão de Geração e Consumo de Combustível – Energisa Rondônia

CEG	COMBUSTÍVEL	LOCALIDADE	GT PIE (MWh)	DEMANDA MÁXIMA (MWh/h)	NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL - DIESEL (m³)
UTE.PE.RO.034416	Petróleo	CALAMA	2.745,75	0,58	0,00
UTE.PE.RO.034417	Petróleo	CONCEIÇÃO DA GALERA	129,47	0,03	0,00
UTE.PE.RO.034418	Petróleo	DEMARCAÇÃO	378,81	0,08	0,00
UTE.BL.RO.051444	Biocombustíveis líquidos	IZIDOLÂNDIA	1.114,77	0,21	0,00
UTE.PE.RO.034419	Petróleo	MAICI	14,57	0,00	0,00
UTE.PE.RO.034420	Petróleo	NAZARÉ	1.126,91	0,32	0,00
UTE.PE.RO.034423	Petróleo	PEDRAS NEGRAS	248,82	0,06	0,00
UTE.PE.RO.034424	Petróleo	ROLIM DE MOURA DO GUAPORÉ	1.083,16	0,26	0,00
UTE.PE.RO.034421	Petróleo	SANTA CATARINA	272,07	0,06	0,00
UTE.PE.RO.034422	Petróleo	SÃO CARLOS	2.440,97	0,47	0,00
UTE.PE.RO.034425	Petróleo	SURPRESA	1.693,03	0,33	0,00
UTE.BL.RO.051450	Biocombustíveis líquidos	URUCUMACUÃ	2.304,36	0,41	0,00
TOTAL			13.552,69	0,58	0,00

4.7 Roraima

Os sistemas isolados de Roraima são atendidos pela Roraima Energia, que no ciclo de planejamento para 2024 apresentou dados de mercado para 37 localidades isoladas, incluindo Boa Vista, única capital não interligada ao SIN.

Nos sistemas isolados de Roraima predomina a classe residencial, que é responsável por 55% do consumo, sendo seguida da classe comercial, com 23% de participação no consumo para o ano de 2024.

A Figura 4-7, a seguir, mostra a localização dos principais sistemas isolados de Roraima.

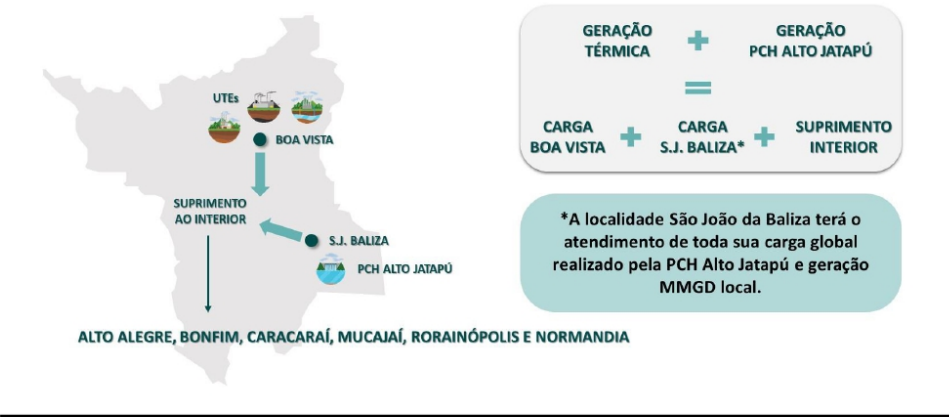
Figura 4-7: Sistemas Isolados – Roraima Energia



Atualmente, o suprimento de energia para a capital Boa Vista é feito a partir de geração térmica local, composta pelas usinas Floresta, Distrito, Novo Paraíso, Monte Cristo e pelas usinas vencedoras no Leilão nº 001/2019 que já entraram em operação, sendo a principal delas a UTE Jaguatirica II, com uma capacidade instalada de 140 MW. Para o ano de 2024, tem-se a expectativa que todas as usinas vencedoras no Leilão já estejam em operação, exceto a UTE Híbrido Forte de São Joaquim, que tem previsão de entrada em operação para março de 2024, segundo o acompanhamento do DMSE realizado no mês de setembro de 2023.

Esse parque gerador térmico e a PCH Alto Jatapú fazem o suprimento de Boa Vista e parte das cargas do interior do estado, como é o caso das localidades de Alto Alegre, Bonfim, Caracaraí, Mucajaí, Normandia e Rorainópolis. Neste PEN SISOL 2024, a Roraima Energia informou para localidade São João da Baliza, a carga global de energia é igual a soma da geração da PCH Alto Jatapú e geração MMGD. Além disso, o ONS continuou desconsiderando em seus cenários a disponibilidade de suprimento de energia vindo da Venezuela, que está interrompido desde março de 2019. A Figura 4-8, a seguir, ilustra a situação descrita.

Figura 4-8: Atendimento ao interior de Roraima – Horizonte 2023



Com a entrada em operação das usinas vencedoras do leilão será feita a desativação gradual das usinas existentes, com base na 3ª revisão do plano de substituição do parque gerador do sistema elétrico de Roraima, aprovado pelo CMSE na 283ª reunião ordinária realizada no dia 04 de outubro de 2023, de modo que não comprometa a segurança eletroenergética do atendimento ao estado de Roraima. A Figura 4-9, a seguir, mostra o plano de desativação das usinas existentes atualmente.

Figura 4-9: 3ª Revisão do Plano de Substituição do Parque Gerador do Sistema Elétrico de Roraima

Usina	Marco Para Desativação	Status/Previsão
Transferência Parcial da UTE Monte Cristo (42,25 MW) para UTE Monte Cristo Sucuba	30 dias após a entrada em operação plena das UTEs da OXE Energia (4 x 8,163 MW) E das 03 UGs da UTE Jaguaritica II (120 MW).	Já realizado
<u>UTE Novo Paraíso (12 MW)</u>	<u>Com a manutenção da UTE Floresta até 30 dias após a entrada do Parque Híbrido Forte de São Joaquim, a desativação da UTE Novo Paraíso poderá ser realizada nas condições atuais</u>	Habilitada para desativação
<u>UTE Floresta (35 MW)</u>	<u>30 dias após a entrada em operação plena do Parque Híbrido Forte de São Joaquim (51,42 MW)</u>	Previsão 11/04/2024
<u>UTE Monte Cristo II (28,5 MW)</u> <u>UTE Distrito (40 MW)</u>	<u>Não há marco para desativação. A desativação das UTEs Monte Cristo II e Distrito não pode permanecer vinculada à entrada em operação do Parque Híbrido Forte de São Joaquim (51,42 MW).</u>	Pelo menos até Dezembro/2024
UTE Monte Cristo Total (83 MW)	30 dias após a contratação e entrada em operação de Solução de Reserva de Potência Sistemica Adicional OU após Interligação do Sistema Roraima ao SIN	A definir

Diante da complexidade da operação do sistema elétrico de Boa Vista, dadas as incertezas associadas à entrada em operação das usinas vencedoras no Leilão nº 001/2019, sobretudo em relação a disponibilidade total de geração e os requisitos mínimos para controle de frequência, o ONS propõe 2 cenários de operação para o sistema Boa Vista atrelados às incertezas citadas acima.

- Cenário 1 – UTE Jaguaritica II atuando como responsável pela regulação secundária de frequência.
- Cenário 2 – UTE Monte Cristo atuando como responsável pela regulação secundária de frequência, sendo necessário 25 MW de despacho inflexível por razões elétricas nessa usina.

A Tabela 4-8 e a Tabela 4-9, a seguir, ilustram as previsões de geração e os cálculos do consumo de combustível no horizonte 2024 para os 2 cenários de Boa Vista e os sistemas isolados do interior de Roraima.

Tabela 4-8: Previsão de Geração e Consumo de Combustível – Roraima Energia (Capital)

CENÁRIO 1 - BOA VISTA				
USINA	COMBUSTÍVEL	GT PRÓPRIA (MWh)	GT PIE (MWh)	NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL - DIESEL (m³)
MONTE CRISTO II	Petróleo	0,0	0,0	0,0
DISTRITO	Petróleo	30.780,1	0,0	8.710,8
HÍBRIDO FORTE SÃO JOAQUIM	Biomassa	0,0	313.375,4	0,0
MONTE CRISTO	Petróleo	0,0	0,0	0,0
BONFIM	Biomassa	0,0	62.919,8	0,0
CANTÁ	Biomassa	0,0	62.919,8	0,0
PAU RAINHA	Biomassa	0,0	62.919,8	0,0
SANTA LUZ	Biomassa	0,0	62.919,8	0,0
MONTE CRISTO SUCUBA	Petróleo	0,0	0,0	0,0
JAGUATIRICA II	Gás Natural	0,0	586.558,9	0,0
BBF BALIZA	Biomassa	0,0	93.627,4	0,0
PALMAPLAN ENERGIA 2	Biomassa	0,0	31.038,2	0,0
FLORESTA	Petróleo	687,2	0,0	194,5
TOTAL		31.467,3	1.276.279,1	8.905,3

CENÁRIO 2 - BOA VISTA				
USINA	COMBUSTÍVEL	GT PRÓPRIA (MWh)	GT PIE (MWh)	NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL - DIESEL (m³)
MONTE CRISTO II	Petróleo	0,0	0,0	0,0
DISTRITO	Petróleo	11.692,5	0,0	3.309,0
HÍBRIDO FORTE SÃO JOAQUIM	Biomassa	0,0	181.880,4	0,0
MONTE CRISTO	Petróleo	219.600,0	0,0	62.146,8
BONFIM	Biomassa	0,0	59.701,2	0,0
CANTÁ	Biomassa	0,0	61.310,5	0,0
PAU RAINHA	Biomassa	0,0	61.048,7	0,0
SANTA LUZ	Biomassa	0,0	58.818,2	0,0
MONTE CRISTO SUCUBA	Petróleo	0,0	0,0	0,0
JAGUATIRICA II	Gás Natural	0,0	557.094,2	0,0
BBF BALIZA	Biomassa	0,0	72.629,0	0,0
PALMAPLAN ENERGIA 2	Biomassa	0,0	23.971,6	0,0
FLORESTA	Petróleo	0,0	0,0	0,0
TOTAL		231.292,5	1.076.454,0	65.455,8

Tabela 4-9: Previsão de Geração e Consumo de Combustível – Roraima Energia (Interior)

CEG	COMBUSTÍVEL	LOCALIDADE	GH PRÓPRIA (MWh)	GER. OUTRAS (MWh)	GT PRÓPRIA (MWh)	GT PIE (MWh)	DEMANDA MÁXIMA (MWh/h)	NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL - DIESEL (m³)
UTE.PE.RR.051424	Petróleo	AMAJARI	0,00	38,58	0,00	10.817,62	2,11	0,00
UTE.PE.RR.051456	Petróleo	PACARAÍMA	0,00	3,52	0,00	13.091,54	1,90	0,00
UTE.PE.RR.026723	Petróleo	VILA SANTA MARIA DO BOIAÇÚ	0,00	0,00	732,84	0,00	0,17	241,11
UHE.PH.RR.000076	Potencial hidráulico	S. JOÃO DA BALIZA	38.404,35	69,18	0,00	0,00	7,79	0,00
UTE.PE.RR.002786	Petróleo	COM. IND. SURUMU	0,00	0,00	1.575,74	0,00	0,25	518,42
UTE.PE.RR.051464	Petróleo	UIRAMUTÃ	0,00	0,00	0,00	2.892,11	0,52	0,00
UTE.PE.RR.000038	Petróleo	AGUA FRIA	0,00	0,00	139,48	0,00	0,05	48,68
UTE.PE.RR.001380	Petróleo	COM.IND. SANTA ROSA	0,00	0,00	29,39	0,00	0,01	11,87
UTE.PE.RR.034191	Petróleo	COM.IND. COBRA	0,00	0,00	11,36	0,00	0,01	4,59
UTE.PE.RR.034140	Petróleo	COM. IND. SOMA	0,00	0,00	11,36	0,00	0,01	4,59
UTE.PE.RR.034134	Petróleo	COM. IND. ENTRONCAMENTO	0,00	0,00	22,43	0,00	0,01	9,06
UTE.PE.RR.034141	Petróleo	VILA LAGO GRANDE	0,00	0,00	37,03	0,00	0,01	14,96
UTE.PE.RR.034139	Petróleo	COM.IND. CATUAL	0,00	0,00	11,36	0,00	0,00	4,59
UTE.PE.RR.034172	Petróleo	COM.IND. CAJU	0,00	0,00	12,30	0,00	0,01	4,97
UTE.PE.RR.034138	Petróleo	COM.IND. JATAPUZINHO	0,00	0,00	21,10	0,00	0,01	8,53
UTE.PE.RR.034133	Petróleo	COM.IND. PERDIZ	0,00	0,00	9,10	0,00	0,01	3,68
UTE.PE.RR.034142	Petróleo	CAICUBI	0,00	0,00	215,59	0,00	0,06	75,24
UTE.PE.RR.001522	Petróleo	COM. IND. MUTUM	0,00	0,00	52,12	0,00	0,03	21,06
UTE.PE.RR.034173	Petróleo	COM. IND. WAY WAY SAMAUMA	0,00	0,00	12,00	0,00	0,01	4,85
UTE.PE.RR.034251	Petróleo	COM. IND. MARUAI	0,00	0,00	3,73	0,00	0,01	1,51
UTE.PE.RR.034250	Petróleo	COM. IND. CARAPARÚ IV	0,00	0,00	2,93	0,00	0,00	1,19
UTE.PE.RR.034248	Petróleo	COM. IND. MARACÁ	0,00	0,00	11,35	0,00	0,00	4,59
UTE.PE.RR.033043	Petróleo	COM. IND. NOVA ALIANÇA	0,00	0,00	1,05	0,00	0,00	0,42
UTE.PE.RR.034267	Petróleo	COM. IND. CARAPARÚ III	0,00	0,00	1,81	0,00	0,00	0,73
UTE.PE.RR.034262	Petróleo	COM. IND. MONTE MURIÁ I	0,00	0,00	12,68	0,00	0,01	5,12
UTE.PE.RR.034261	Petróleo	COM.IND. MONTE MURIÁ II	0,00	0,00	6,84	0,00	0,01	2,76
UTE.PE.RR.034259	Petróleo	COM. IND. ENSEADA	0,00	0,00	43,55	0,00	0,02	17,59
UTE.PE.RR.034258	Petróleo	COM. IND. SANTA CREUZA	0,00	0,00	13,03	0,00	0,01	5,26
UTE.PE.RR.034256	Petróleo	COM. IND. SABIÁ	0,00	0,00	10,82	0,00	0,02	4,37
UTE.PE.RR.037885	Petróleo	FELIZ ENCONTRO	0,00	0,00	40,66	0,00	0,02	14,19
TOTAL			38.404,35	111,28	3.041,67	26.801,27	7,79	1.033,93

5 Síntese dos Resultados

Neste item são apresentados os principais resultados das análises desenvolvidas no âmbito do PEN SISOL 2024, destacando-se as previsões de geração hidráulica, térmica a gás natural e biomassa; contratação de energia e potência; e consumos totais por tipo de combustível e empresa distribuidora.

5.1 Previsão de Geração Hidráulica

Atualmente, a única geração hidráulica existente nos Sistemas Isolados é a da PCH Alto Jatapu, de 10 MW de potência instalada, que atende o sistema isolado de São João da Baliza, no estado de Roraima. Na Tabela 5-1, a seguir, é apresentado o montante de geração hidráulica previsto para 2024.

Tabela 5-1: Previsão de Geração da PCH Alto Jatapu – Horizonte 2024 (MWh)

Nome	Previsão de Geração PEN SISOL 2024	Previsão de Geração PEN SISOL 2023	Variação em relação à previsão de 2023
Alto Jatapu	38.404	41.880	-8,3%

Previsão de geração hidráulica informada pela Roraima Energia.

5.2 Previsão de Geração Térmica a Gás Natural e Biomassa

Previsão de geração térmica a gás natural e biomassa para atendimento aos Sistemas Isolados no ano de 2024, conforme mostra a Tabela 5-2, a seguir.

Tabela 5-2: Previsão de Geração Térmica a Gás Natural e Biomassa – Horizonte 2024 (MWh)

Tipo	Previsão de Geração PEN SISOL 2024*	Previsão de Geração PEN SISOL 2023*	Variação em relação à previsão de 2023
Gás Natural	765.424	1.118.461	-31,6%
Biomassa/Agroindustriais	693.139	484.071	43,2%
Total	1.458.563	1.602.532	-9,0%

(*) Cenário 1 – Jaguatirica II é responsável pelo controle de frequência do sistema elétrico de Boa Vista

Adicionalmente, no PEN SISOL 2024, está sendo considerada a previsão de geração térmica a gás natural nas usinas de Anamá, Anori, Caapiranga, Coari e Codajás. As referidas usinas estão localizadas no estado do Amazonas.

Cabe ressaltar que a usina de Coari, diferente das demais usinas a gás natural do Amazonas, é um Produtor Independente de Energia (PIE).

5.3 Importação de Energia

Neste ciclo do PEN SISOL 2024 não foi considerado o suprimento de energia vindo da Venezuela, interrompido desde março de 2019. Assim sendo, não são previstos valores de intercâmbio internacional de energia para 2024.

5.4 Consumo Previsto por Tipo de Combustível

Na Tabela 5-3, a seguir, são apresentados os consumos totais planejados por tipo de combustível associado às previsões de geração térmica própria.

Tabela 5-3: Consumo Previsto por Tipo de Combustível

Tipo	Previsão de Consumo PEN SISOL 2024*	Previsão de Consumo PEN SISOL 2023*	Variação em relação à previsão de 2023
Óleo Diesel (m ³)	41.989	80.029	-47,5%
Gás Natural (MMm ³)	14	42	-66,7%

(*) Cenário 1 – Jaguatirica II é responsável pelo controle de frequência do sistema elétrico de Boa Vista

5.5 Geração Térmica e Consumo de Combustíveis por Empresa

Na Tabela 5-4, a seguir, são apresentadas as previsões de geração térmica e de consumo de combustível por empresa para o ano de 2024.

Tabela 5-4: Previsão de Geração Térmica e Consumo de Combustíveis por Empresa

Empresa	Geração PIE	Geração Própria		
	MWh	MWh	Consumo de Combustível	Combustível
Vibra Energia	-	55.842	15.803	Óleo Diesel (m ³)
Energisa Rondônia	13.553	-	-	Óleo Diesel (m ³)
Equatorial Pará	230.108	-	-	Óleo Diesel (m ³)
Neoenergia Pernambuco	-	32.480	9.192	Óleo Diesel (m ³)
Energisa Acre	214.577	-	-	Óleo Diesel (m ³)
Equatorial Amapá	52.387	-	-	Óleo Diesel (m ³)
Roraima Energia (interior)	26.801	3.042	1.034	Óleo Diesel (m ³)
Roraima Energia (capital)*	1.276.279	31.467	8.905	Óleo Diesel (m ³)
Amazonas Energia	1.557.003	24.587	7.055	Óleo Diesel (m ³)
		67.832	14	Gás Natural (MMm ³)
Total	3.370.708	215.250	41.989	Óleo Diesel (m³)
			14	Gás Natural (MMm³)

(*) Cenário 1 – Jaguatirica II é responsável pelo controle de frequência do sistema elétrico de Boa Vista

5.6 Balanço de Energia por Empresa

Tabela 5-5: Síntese do Balanço de Energia por Empresa (MWh)

Empresa	Carga	Intercâmbios		Geração Própria				Geração PIE				Geração Outras
		Suprimento	Recebimento	Gás Natural	Biomassa	Hidráulica	Petróleo	Gás Natural	Biomassa	Hidráulica	Petróleo	
Vibra Energia	55.842	0	0	0	0	0	55.842	0	0	0	0	0
Energisa Rondônia	13.553	0	0	0	0	0	0	0	3.419	0	10.134	0
Equatorial Pará	245.392	0	0	0	0	0	0	0	0	0	230.108	0
Neoenergia Pernambuco	32.480	0	0	0	0	0	32.480	0	0	0	0	0
Energisa Acre	203.464	11.345	0	0	0	0	0	0	0	0	214.577	232
CEA	52.387	0	0	0	0	0	0	0	0	0	52.387	0
Roraima Energia (interior)	68.359	0	0	0	0	38.404	3.042	0	0	0	26.801	111
Roraima Energia (capital)*	1.324.693	0	0	0	0	0	31.467	586.559	689.720	0	0	16.947
Amazonas Energia	1.660.766	0	11.345	67.832	0	0	24.587	111.033	0	0	1.445.970	0
Total	3.656.936	11.345	11.345	67.832	0	38.404	147.418	697.592	693.139	0	1.979.977	17.290

(*) Cenário 1 – Jaguarica II é responsável pelo controle de frequência do sistema elétrico de Boa Vista

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-Mento	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	426,10
ENERGISA MT	312	2º TA	05/01/2003	04/01/2028	MAGGI ENERGIA	PCH SANTA LÚCIA II	419,01
ENERGISA MT	802	1º TA	01/07/2004	09/09/2027	SALTO DARDANELOS	PCH FAXINAL II	375,61
ENERGISA MT	62/2005	4º TA	01/11/2005	10/12/2027	JURUENA ENERGIA	UHE ARIPUANÃ	775,30
ENERGISA MT	669/2000	1º TA	01/06/2000	31/05/2030	MAGGI ENERGIA	PCH SANTA LÚCIA	456,49
ENERGISA MT	82/1996	2º TA	08/08/1996	07/08/2026	SALTO DARDANELOS	PCH FAXINAL I	451,61
ENERGISA MT	956/99	1º TA	14/02/2000	09/09/2029	HIDRECOM	PCH RIO PRATA	451,61
ENERGISA MT	956/99	1º TA	14/02/2000	09/09/2029	HIDRECOM	CGH MARGARIDA	451,61
ENERGISA MT	956/99	1º TA	14/02/2000	09/09/2029	HIDRECOM	CGH MASUTTI	451,61
ENERGISA RO	53	3º TA	20/03/2006	19/03/2026	HIDROLUZ	PCH SALDANHA	385,88
ENERGISA RO	324	3º TA	01/11/2006	31/10/2026	HIDROELÉTRICA CHUPINGUAIA	PCH CASCATA CHUPINGUAIA	354,12
ENERGISA RO	327	2º TA	23/11/2006	31/05/2028	MARTINUV	CGH MARTINUV	279,77
EQUATORIAL PA	81	3º TA	20/12/2004	19/12/2032	CURUA ENERGIA	PCH SALTO CURUÁ	431,20
EQUATORIAL PA	82	4º TA	20/12/2004	19/12/2032	BURITI ENERGIA	PCH SALTO BURITI	431,20

Tabela 7 - Contratos CCVEE

- **CCVEE Eletronorte:** Contrato firmado entre a Eletronorte e Amazonas Energia 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 ELETRONORTE									
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	ELETRONORTE	ANAMÃ	2,14	599,56	767,02
AMAZONAS	07/2018	1º TA	02/05/2018	30/11/2030	ELETRONORTE	ANORI	4,52	599,56	681,78
AMAZONAS	08/2018	1º TA	02/05/2018	30/11/2030	ELETRONORTE	CAAPIRANGA	2,14	599,56	736,91
AMAZONAS	09/2018	1º TA	02/05/2018	30/11/2030	ELETRONORTE	CODAJÁS	5,43	599,56	692,86

Tabela 8 - Contratos CCVEE Gás Natural - Eletronorte

- **CER:** Contrato de Energia de Reserva firmado pela Eletronorte em substituição de contratos CCVEE sob determinação da MP 1.232/2024. 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;

CER MP 1.232/2024										
Beneficiário	Nº Contrato	Adita- Mento	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato (Final)	Fornecedor	Usina	Preço O&M ou RF + O&M [R\$/MWh]	Potência Contratada [MW]	Preço Potência _{Améd} [R\$/MWh]	Preço Parcela Combustível _{Améd} [R\$/MWh]
AMAZONAS	01/2018**	1º TA	01/07/2022	19/07/2025	ELETRONORTE	PONTA NEGRA	89,41	23,06	260.368,03	262,41
AMAZONAS	02/2018**	1º TA	01/07/2022	19/07/2025	ELETRONORTE	MANAUARA	83,38	23,06	252.614,24	264,73
AMAZONAS	03/2018**	1º TA	01/07/2022	03/07/2025	ELETRONORTE	JARAQUI	100,07	20,48	276.173,81	289,76
AMAZONAS	04/2018**	1º TA	01/07/2022	03/07/2025	ELETRONORTE	TAMBAQUI	100,07	20,48	275.813,62	292,58
AMAZONAS	05/2018**	1º TA	01/07/2022	19/07/2025	ELETRONORTE	CRISTIANO ROCHA	92,68	24,99	271.472,02	265,20

Tabela 8 - Contratos CER 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	ELETRONORTE	801,74	106,32	173,10	1.081,15	1
AMAZONAS	109.423/2017	4º TA	11/12/2018	07/04/2031	VP FLEXGEN	210,95	24,40	1.476,46	1.711,81	3
AMAZONAS	109.424/2017	-	11/12/2018	10/12/2033	CONSÓRCIO GERAÇÃO AMAZONAS	359,75	34,19	1.524,43	1.918,37	16
AMAZONAS	109.425/2017	-	11/12/2018	29/02/2036	VP FLEXGEN	65,68	87,78	1.514,80	1.668,27	1
AMAZONAS	109.426/2017	-	11/12/2018	10/12/2033	POWERTECH	102,13	49,65	1.482,66	1.634,43	7
AMAZONAS	109.432/2017	4º TA	11/12/2018	13/11/2034	VP FLEXGEN	77,50	87,46	1.473,78	1.638,74	1
AMAZONAS	109.433/2017	-	11/12/2018	10/12/2033	CONSÓRCIO GERAÇÃO AMAZONAS	324,91	39,73	1.515,52	1.880,16	16
AMAZONAS	109.438/2017	-	11/12/2018	30/11/2033	OLIVEIRA ENERGIA	515,31	58,17	1.354,13	1.927,61	16
AMAZONAS	109.439/2017	7º TA	11/12/2018	07/01/2030	OLIVEIRA ENERGIA	825,18	53,49	1.756,22	2.634,90	6
AMAZONAS	109.440/2017	-	11/12/2018	10/12/2033	OLIVEIRA ENERGIA	357,23	51,58	1.326,08	1.734,89	20
EQUATORIAL AP	098/2015	2º TA	12/06/2015	12/07/2025	OIAPOQUE¹	833,36	24,44	1.523,74	2.381,55	1
ENERGISA AC	217/2015	-	16/12/2015	30/03/2031	AMAZONBIO	715,47	135,16	804,93	1.655,56	4
ENERGISA AC	01/2021	-	30/01/2023	30/09/2025	ENERGIAS DO ACRE SPE	276,96	67,04	107,63	451,63	3
ENERGISA RO	118/2015	2º TA	21/10/2015	25/03/2031	BRASIL BIO FUELS	951,03	39,75	1.589,03	2.579,81	10
RORAIMA	01/2019	-	01/12/2019	27/06/2028	OLIVEIRA ENERGIA S.A	60,92	159,25	1.374,83	1.595,00	1
RORAIMA	5/2019	-	22/11/2029	27/06/20236	PALMAPLAN ENERGIA SPE	188,60	34,62	1.482,90	1.706,12	1
RORAIMA	01/2021	-	02/12/2021	31/03/2028	USINA XAVANTES	197,84	33,52	1.159,91	1.391,27	3

¹ O contrato é atendido por uma geração híbrida.

Tabela 9 - 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 Contratual [MW méd]	Potência disponibilidade [MW]	Receita Fixa - RFComb _{Améd} [R\$]	Receita Fixa - RFDemais _{Améd} [R\$]	Ccomb _{Améd} [R\$/MWh]	O&Mvar _{Améd} [R\$/MWh]	Nº Usinas
ENERGISA RO	1	01/01/2022	31/03/2038	CONSÓRCIO BBF ENERGIA RONDÔNIA	-	1,03	-	138.716,08	561,46	47,05	2
RORAIMA	3	22/11/2019	27/06/2036	BRASIL BIO FUELS	6,66	17,62	3.911.724,09	288.377,00	805,19	54,52	1
RORAIMA	4	22/11/2019	27/06/2036	BRASIL BIO FUELS	25,71	56,22	19.123.233,91	712.382,16	1.018,91	49,30	1
RORAIMA	6	28/02/2020	27/06/2036	BONFIM GERAÇÃO	4,08	10,00	356.708,52	3.643.882,42	119,72	425,36	1
RORAIMA	7	28/02/2020	27/06/2036	CANTÁ GERAÇÃO	4,08	10,00	356.708,52	3.643.882,42	119,72	425,36	1
RORAIMA	8	28/02/2020	27/06/2036	PAU RAINHA GERAÇÃO	4,08	10,00	356.708,52	3.373.623,26	119,72	425,36	1
RORAIMA	9	28/02/2020	27/06/2036	SANTA LUZ GERAÇÃO	4,08	10,00	356.708,52	3.373.623,26	119,72	425,36	1

Tabela 10 - 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	49.900.910,72	10,00	12,39	172,82	106,15	1.199,02

Tabela 11 - Contratos CCESI 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\$/m³]				Nº Usinas
					Commodity _{Améd}	Transporte _{Améd}	Margem _{Améd}	Ramal Termoeletrico	
ELETRONORTE	1.902	01/06/2006	01/06/2030	Cigás	0,3201	1,0205	0,0498	0,0791	12

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

Tabela 12 - Contratos 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	Adita-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	2,30	-
Terrestre	NEOENERGIA PE	4600069599/2022	-	01/11/2022	31/10/2026	ALFAMARES	1	0,19	-
Marítimo	NEOENERGIA PE	4600068787/2022	-	24/10/2022	23/10/2026	AGEMAR	1	3,30	-
Terrestre	NEOENERGIA PE	4600068787/2022	-	24/10/2022	23/10/2026	AGEMAR	1	0,27	-
Terrestre	RORAIMA	4600002688/2024	-	17/06/2024	17/09/2025	LUCAS E ZANDONATO	21	2,29	34.828,63
Fluvial	RORAIMA	4600002462/2023		16/11/2023	16/02/2025	TRANSRIOS TRANSPORTES	14	1,40	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 CCESI.

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

Tabela 13 - Contratos 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)	Adita-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	155,14	310,28
AMAZONAS	93.159	6	04/08/2014	04/03/2025	14º TA	OLIVEIRA ENERGIA	ITAPIRANGA	1.500,00	173,63	86,81
AMAZONAS	93.159	6	04/08/2014	04/03/2025	14º TA	OLIVEIRA ENERGIA	SILVES	125,00	173,63	7,23
AMAZONAS	101.129	1	29/02/2016	29/03/2025	13º TA	OLIVEIRA ENERGIA	SILVES	500,00	197,10	32,85
AMAZONAS	101.129	2	29/02/2016	29/03/2025	13º TA	OLIVEIRA ENERGIA	RIO PRETO DA EVA	1.000,00	197,10	131,40
AMAZONAS	101.129	4	29/02/2016	29/03/2025	13º TA	OLIVEIRA ENERGIA	CAMARUÃ	300,00	364,75	109,42
AMAZONAS	101.129	1	29/02/2016	29/03/2025	13º TA	OLIVEIRA ENERGIA	ITAPIRANGA	2.000,00	195,61	131,40
AMAZONAS	101.129	2	29/02/2016	29/03/2025	13º TA	OLIVEIRA ENERGIA	AUXILIADORA	500,00	258,11	129,05
AMAZONAS	101.129	4	29/02/2016	29/03/2025	13º TA	OLIVEIRA ENERGIA	AXINIM	600,00	249,00	149,40
AMAZONAS	101.130	3	09/03/2016	09/03/2025	10º TA	AGGREKO ENERGIA	RIO PRETO DA EVA	2.700,00	153,68	276,62
AMAZONAS	105.362	3	10/03/2017	10/03/2025	7º TA	OLIVEIRA ENERGIA	SILVES	230,00	128,78	9,87
AMAZONAS	107.315	1	04/07/2017	04/02/2025	8º TA	GOPOWER	CAMARUÃ	100,00	153,85	15,39
AMAZONAS	107.315	2	04/07/2017	04/02/2025	8º TA	GOPOWER	ITAPIRANGA	500,00	136,07	22,68
AMAZONAS	107.315	1	04/07/2017	04/02/2025	8º TA	GOPOWER	AXINIM	400,00	121,50	48,60
AMAZONAS	107.315	1	04/07/2017	04/02/2025	8º TA	GOPOWER	AUXILIADORA	250,00	111,47	27,87
AMAZONAS	109.034	1	13/11/2017	10/03/2025	7º TA	POWERTECH	SILVES	175,00	137,00	7,99
AMAZONAS	109.034	1	13/11/2017	10/03/2025	7º TA	POWERTECH	AUXILIADORA	250,00	137,00	34,25
AMAZONAS	109.034	1	13/11/2017	10/03/2025	7º TA	POWERTECH	AXINIM	250,00	137,00	34,25
AMAZONAS	109.035	1	16/11/2017	16/03/2025	7º TA	GOPOWER	RIO PRETO DA EVA	5.400,00	99,21	357,17
AMAZONAS	109.036	1	16/11/2017	16/03/2025	7º TA	GOPOWER	ITAPIRANGA	1.000,00	112,16	37,39

Tabela 14 - Contratos Locação Lote

Contrato de Locação - Disponibilidade									
Beneficiário	Nº Contrato	Adita-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 _{Améd} [R\$/l]
RORAIMA	10211/2014 ¹	8º TA	04/04/2014	28/05/2026	OLIVEIRA ENERGIA	UTE MONTE CRISTO	82,85	38,96	10.445.088,95
RORAIMA	13258/2019 ¹	7º TA	22/03/2019	31/03/2026	AGGREKO ENERGIA	UTE MONTE CRISTO	28,50	36,28	2.736.112,86
RORAIMA	11246/2016	2º TA	19/10/2016	24/01/2026	OLIVEIRA ENERGIA	UTE FLORESTA	18,38	0,12	2.704.531,68
RORAIMA	13437/2019 ¹	6º TA	01/08/2019	28/04/2026	SOENERGY	UTE DISTRITO	20,00	17,77	2.077.063,52
RORAIMA	13467/2019	6º TA	21/06/2019	30/04/2026	OLIVEIRA ENERGIA	UTE DISTRITO	20,00	23,40	1.847.027,62
RORAIMA	14238/2019 ¹	-	18/10/2019	29/12/2025	OLIVEIRA ENERGIA	COM. IND. SURUMÚ	0,40	274,59	426,54
RORAIMA	14238/2019 ¹	-	18/10/2019	24/01/2026	OLIVEIRA ENERGIA	VILA SANTA MARIA DO BOIAÇÚ	0,40	274,59	426,54
AMAZONAS	4.600.002.039	2º TA	00/01/1900	31/12/2025	OLIVEIRA ENERGIA	MANICORÉ II	14,00	67,02	1.399.982,05

Tabela 15 - Contratos Locação Disponibilidade

C.III - Custo Total de Despesa Acessória por Beneficiários



Contas Setoriais CCC
Custo de Despesa Acessória por Beneficiário 2025

NEOENERGIA PE

DESPESAS ACESSÓRIAS - FRETE				
Usina / Localidade	Combustível Transportado [L]	Despesa Acessória Líquida [R\$]	PIS/COFINS Não Recuperado [R\$]	Custo Total Despesa Acessória [R\$]
TUBARÃO	34.921,97	27.177.944,12	-	27.177.944,12
Total	34.921,97	27.177.944,12	-	27.177.944,12

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	15,19	535,61	54,59	590,20
COM. IND. ÁGUA FRIA	174,81	115.962,71	11.819,89	127.782,60
COM. IND. CAJU	37,43	586,69	59,80	646,49
COM. IND. CANAVIAL	-	-	-	-
COM. IND. CARAPARÚ III	4,47	419,96	42,81	462,77
COM. IND. CARAPARÚ IV	6,92	390,24	39,78	430,02
COM. IND. CATUAL	9,96	418,66	42,67	461,33
COM. IND. COBRA	9,96	50.903,33	5.188,49	56.091,82
COM. IND. ENSEADA	-	-	-	-
COM. IND. ENTRONCAMENTO	30,11	31.015,61	3.161,37	34.176,98
Com. Ind. Feliz Encontro	123,66	33.476,22	3.412,18	36.888,40
COM. IND. JATAPUZINHO	9,65	418,66	42,67	461,33
COM. IND. MARACÁ	-	-	-	-
COM. IND. MATURUCA	61,81	42.760,25	4.358,48	47.118,73
COM. IND. MONTE MURIÁ I	22,56	54.410,98	5.546,02	59.957,01
COM. IND. MUTUM	53,88	6.909,17	704,24	7.613,41
COM. IND. NOVA ALIANÇA	-	-	-	-
COM. IND. PERDIZ	9,98	2.006,56	204,53	2.211,09
COM. IND. SABIÁ	10,00	653,59	66,62	720,21
COM. IND. SANTA CREUZA	23,81	335,86	34,23	370,09
COM. IND. SANTA ROSA	27,65	22.125,73	2.255,24	24.380,97
COM. IND. SOMA	5,20	418,66	42,67	461,33
COM. IND. SURUMÚ	2.321,26	373.712,74	38.091,93	411.804,68
COM. IND. way way samaúma	9,96	418,66	42,67	461,33
VILA CAICUBI	239,30	106.686,84	10.874,42	117.561,26
VILA LAGO GRANDE	-	-	-	-
VILA SANTA MARIA DO BOIAÇÚ	945,32	397.367,66	40.503,04	437.870,70
Total	4.575,31	1.248.189,50	127.225,93	1.375.415,43

C.IV – Custo de Óleo Diesel por Beneficiários



AMAZONAS

Contas Setoriais CCC
Custo de Combustível por Beneficiário 2025

ÓLEO DIESEL - OD									
Usina	Qtd. Combustível [L]		Preço Liq. [R\$/l]	Custo Eficiente [R\$]			Custo Ineficiente [R\$]		
	Eficiente	Inefic.		CT Liq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	CT Liq.	Trib. Não Rec.	CTcomb
CAMARUÁ	537.794,54	-	4,8117	2.588.291,49	835.764,84	3.424.056,33	-	-	-
ITAPIRANGA	1.417.136,78	-	4,8117	6.787.112,69	2.198.924,33	8.986.037,01	-	-	-
RIO PRETO DA EVA	10.371.869,66	-	4,8117	49.813.294,99	16.107.871,58	65.921.166,57	-	-	-
SILVES	-	-	4,8117	-	-	-	-	-	-
Total				59.188.699,17	19.142.560,75	78.331.259,91	-	-	-

VIBRA ENERGIA

ÓLEO DIESEL - OD									
Usina	Qtd. Combustível [L]		Preço Liq. [R\$/l]	Custo Eficiente [R\$]			Custo Ineficiente [R\$]		
	Eficiente	Inefic.		CT Liq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	CT Liq.	Trib. Não Rec.	CTcomb
UTE ALCOA BENEFICIAMENTO	13.280.339,34	-	4,6340	61.558.611,64	20.398.210,12	81.956.821,76	-	-	-
UTE ALCOA PORTO	2.472.006,66	-	4,6340	11.457.673,62	3.796.841,13	15.254.514,76	-	-	-
Total				73.016.285,26	24.195.051,25	97.211.336,51	-	-	-

NEOENERGIA PE

ÓLEO DIESEL - OD									
Usina	Qtd. Combustível [L]		Preço Liq. [R\$/l]	Custo Eficiente [R\$]			Custo Ineficiente [R\$]		
	Eficiente	Inefic.		CT Liq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	CT Liq.	Trib. Não Rec.	CTcomb
TUBARÃO	9.882.918,32	-	3,9679	39.212.798,42	14.507.380,44	53.720.178,86	-	-	-
Total				39.212.798,42	14.507.380,44	53.720.178,86	-	-	-

RORAIMA

ÓLEO DIESEL - OD									
Usina	Qtd. Combustível [L]		Preço Liq. [R\$/l]	Custo Eficiente [R\$]			Custo Ineficiente [R\$]		
	Eficiente	Inefic.		CT Liq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	CT Liq.	Trib. Não Rec.	CTcomb
COM. IND. ÁGUA FRIA	61.009,85	-	4,8021	293.305,32	94.780,11	388.085,44	-	-	-
COM. IND. CARAPARÚ IV	2.794,09	-	4,8021	13.419,35	4.339,33	17.758,69	-	-	-
COM. IND. CATUAL	2.100,00	-	4,8021	10.084,46	3.261,24	13.345,70	-	-	-
COM. IND. COBRA	2.100,00	-	4,8021	10.084,46	3.261,24	13.345,70	-	-	-
COM. IND. JATAPUZHINO	3.900,00	-	4,8021	18.728,29	6.056,59	24.784,88	-	-	-
COM. IND. MARACÁ	-	-	4,8021	-	-	-	-	-	-
COM. IND. MATURUCA	24.969,41	-	4,8021	119.922,01	38.778,42	158.700,43	-	-	-
COM. IND. MONTE MURIA I	9.113,61	-	4,8021	43.770,44	14.153,77	57.924,21	-	-	-
COM. IND. SANTA CREUZA	9.618,81	-	4,8021	46.196,79	14.938,36	61.135,15	-	-	-
COM. IND. SOMA	2.100,00	-	4,8021	10.084,46	3.261,24	13.345,70	-	-	-
COM. IND. SURUMÚ	763.694,79	-	4,8021	3.667.747,20	1.186.036,92	4.853.784,12	-	-	-
COM. IND. way way samaúma	2.100,00	-	4,8021	10.084,46	3.261,24	13.345,70	-	-	-
COM. IND. CAIU	15.122,21	-	4,8021	72.628,33	23.485,36	96.113,69	-	-	-
COM. IND. CARAPARÚ III	1.804,12	-	4,8021	8.664,76	2.801,87	11.466,62	-	-	-
COM. IND. MONTE MURIA II	6.135,87	-	4,8021	29.469,03	9.529,23	38.998,27	-	-	-
UTE MONTE CRISTO	-	-	4,8021	-	-	-	-	-	-
UTE MONTE CRISTO II	-	-	4,8021	-	-	-	-	-	-
FLORESTA	22.500.171,29	-	4,8001	108.066.628,38	34.943.987,95	143.010.616,33	-	-	-
UTE DISTRITO	-	-	4,8021	-	-	-	-	-	-
VILA CAICUBI	83.515,72	-	4,8021	401.050,48	129.697,39	530.747,88	-	-	-
VILA SANTA MARIA DO BOIAÇU	311.010,07	-	4,8021	1.493.652,27	483.004,76	1.976.657,03	-	-	-
COM. IND. ENSEADA	-	-	4,8021	-	-	-	-	-	-
Com. Ind. Feliz Encontro	43.157,94	-	4,8021	207.276,46	67.025,82	274.302,27	-	-	-
COM. IND. MUTUM	21.766,32	-	4,8021	104.538,39	33.803,91	138.342,30	-	-	-
COM. IND. NOVA ALIANÇA	-	-	4,8021	-	-	-	-	-	-
COM. IND. PERDIZ	4.033,78	-	4,8021	19.372,75	6.264,55	25.637,31	-	-	-
COM. IND. SABIÁ	4.040,69	-	4,8021	19.405,98	6.275,30	25.681,28	-	-	-
COM. IND. SANTA ROSA	11.170,26	-	4,8021	53.646,69	17.347,69	70.994,39	-	-	-
COM. IND. MARUWAI	-	-	4,8021	-	-	-	-	-	-
Com. Indígena Entroncamento	12.163,12	-	4,8021	58.415,00	18.889,62	77.304,63	-	-	-
VILA LAGO GRANDE	-	-	4,8021	-	-	-	-	-	-
Total				115.489.330,03	37.344.225,08	152.833.555,11	-	-	-

C.V – Custo de Gás Natural por Beneficiários



Contas Setoriais CCC
Custo de Combustível por Beneficiário 2025

ELETRONORTE

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	423.780.103,66	-	12,32	0,60	-	456.120.368,33	-	456.120.368,33
Mauá 3	1.083.841.332,88	-	12,32	0,60	-	1.166.553.369,79	329.767.737,04	1.496.321.106,84
CRISTIANO ROCHA	92.751.092,10	-	12,32	0,60	-	99.860.617,36	-	99.860.617,36
JARAQUI	101.134.985,87	-	12,32	0,60	-	108.880.417,51	-	108.880.417,51
MANAUARA	85.842.146,00	-	12,32	0,60	-	92.421.753,58	-	92.421.753,58
PONTA NEGRA	85.091.267,39	-	12,32	0,60	-	91.613.321,80	-	91.613.321,80
TAMBAQUI	102.120.116,76	-	12,32	0,60	-	109.940.994,73	-	109.940.994,73
Total						2.125.390.843,12	329.767.737,04	2.455.158.580,16

C.VI – Custo de Geração Própria por Beneficiários



Contas Setoriais CCC
Custo de Geração Própria por Beneficiário 2025

AMAZONAS

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			
CAMARUÁ	1.634,63	449.371,30	-	1.093.328,50	698.043,08	698.043,08	1.147.414,38	395.285,42	1.542.699,80
ITAPIRANGA	4.903,59	1.316.261,86	-	2.404.356,34	2.044.651,04	1.803.267,25	3.119.529,11	601.089,08	3.720.618,19
MANICORÉ II	-	-	-	-	-	16.799.784,66	16.799.784,66	-	16.799.784,66
RIO PRETO DA EVA	36.649,72	9.957.640,12	-	9.408.231,06	15.467.970,24	8.208.004,06	18.165.644,18	1.200.227,01	19.365.871,18
SILVES	-	-	-	517.372,28	-	-	-	517.372,28	517.372,28
VILA BITTENCOURT	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total				13.423.288,18	18.210.664,36	27.509.099,05	39.232.372,32	2.713.973,79	41.946.346,11

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	34.921,97	9.588.241,97	4.539.319,29	-	-	-	14.127.561,27	-	14.127.561,27
Total				-	-	-	14.127.561,27	-	14.127.561,27

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	48.459,99	485.573,31	22.501.246,39	-	-	-	22.986.819,70	-	22.986.819,70
COM. IND. ÁGUA FRIA	174,81	48.258,69	81.691,55	-	-	-	129.950,24	-	129.950,24
COM. IND. CARAPARÚ IV	6,92	1.900,48	3.225,51	-	-	-	5.125,99	-	5.125,99
COM. IND. CATUAL	9,96	2.770,93	4.769,94	-	-	-	7.540,87	-	7.540,87
COM. IND. COBRA	9,96	2.770,93	4.769,94	-	-	-	7.540,87	-	7.540,87
COM. IND. JATAPUZINHO	9,65	2.650,74	4.499,27	-	-	-	7.150,02	-	7.150,02
COM. IND. MARACÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COM. IND. MATURUCA	61,81	16.983,64	-	-	-	-	16.983,64	-	16.983,64
COM. IND. MONTE MURIÁ I	22,56	6.198,87	10.520,77	-	-	-	16.719,64	-	16.719,64
COM. IND. SANTA CREUZA	23,81	6.542,50	11.103,97	-	-	-	17.646,47	-	17.646,47
COM. IND. SOMA	5,20	1.427,32	2.422,69	-	-	-	3.850,01	-	3.850,01
COM. IND. way way samaúma	9,96	2.770,93	4.769,94	-	-	-	7.540,87	-	7.540,87
COM. IND. CAJU	37,43	10.285,80	17.457,12	-	-	-	27.742,91	-	27.742,91
COM. IND. CARAPARÚ III	4,47	1.227,12	2.082,68	-	-	-	3.309,81	-	3.309,81
COM. IND. MONTE MURIÁ II	15,19	4.173,42	7.083,03	-	-	-	11.256,45	-	11.256,45
VILA CAICUBI	239,30	65.714,32	111.566,71	-	-	-	177.281,03	-	177.281,03
COM. IND. ENSEADA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Com. Ind. Feliz Encontro	123,66	33.981,06	57.669,98	-	-	-	91.651,04	-	91.651,04
COM. IND. MUTUM	53,88	14.804,98	25.127,09	-	-	-	39.932,07	-	39.932,07
COM. IND. NOVA ALIANÇA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COM. IND. PERDIZ	9,98	2.743,33	4.656,41	-	-	-	7.399,75	-	7.399,75
COM. IND. SABIÁ	10,00	2.748,04	4.664,40	-	-	-	7.412,44	-	7.412,44
COM. IND. SANTA ROSA	27,65	7.596,79	12.894,45	-	-	-	20.491,25	-	20.491,25
COM. IND. MARUWAI	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Com. Indígena Entroncamento	30,11	8.272,02	14.040,56	-	-	-	22.312,58	-	22.312,58
VILA LAGO GRANDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COM. IND. SURUMÚ	-	-	-	-	1.628.497,30	642.900,24	642.900,24	-	642.900,24
VILA SANTA MARIA DO BOIAÇU	-	-	-	-	663.146,99	264.832,19	264.832,19	-	264.832,19
FLORESTA	79.505,91	-	-	-	55.636.786,48	32.463.920,87	32.463.920,87	-	32.463.920,87
NOVO PARAISO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
UTE DISTRITO - OLIVEIRA	-	-	-	-	-	22.164.331,44	22.164.331,44	-	22.164.331,44
UTE DISTRITO - SOENERGY	-	-	-	-	-	24.924.762,24	24.924.762,24	-	24.924.762,24
UTE MONTE CRISTO - OLIVEIRA	-	-	-	-	-	125.341.067,40	125.341.067,40	-	125.341.067,40
UTE MONTE CRISTO - AGGREKO	-	-	-	-	-	32.833.354,35	32.833.354,35	-	32.833.354,35
Total				-	57.928.430,77	238.635.168,72	262.366.828,35	-	262.366.828,35

C.VII – SIGFI



Contas Setoriais CCC
Custo de Geração Própria por Beneficiário 2025

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	85.104	6.808	81.764.918,86	-	81.764.918,86
				81.764.918,86	-	81.764.918,86

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	20.520	1.231	14.741.739,98	-	14.741.739,98
				14.741.739,98	-	14.741.739,98

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	7.610.099,98	-	7.610.099,98
SIGFI 60	60	-	-	-	-	-
SIGFI 80	80	90.836	7.267	87.220.451,74	-	87.220.451,74
SIGFI 160	160	2.839	454	5.461.584,64	-	5.461.584,64
				100.292.136,36	-	100.292.136,36

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	2.107.810,19	-	2.107.810,19
SIGFI 60	60	-	-	-	-	-
SIGFI 80	80	35.817	2.865	34.383.833,24	-	34.383.833,24
SIGFI 160	160	648	104	1.249.978,86	-	1.249.978,86
				37.741.622,29	-	37.741.622,29

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	2.592.735,85	-	2.592.735,85
SIGFI 60	60	-	-	-	-	-
SIGFI 80	80	30.428	2.434	29.160.066,63	-	29.160.066,63
SIGFI 160	160	120	19	229.890,68	-	229.890,68
				31.982.693,16	-	31.982.693,16

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	151.308	6.809	81.525.701,48	-	81.525.701,48
SIGFI 60	60	248.736	14.924	178.694.027,05	-	178.694.027,05
SIGFI 80	80	188.332	15.067	181.167.903,05	-	181.167.903,05
SIGFI 90	90	672	60	724.155,65	-	724.155,65
SIGFI 180	180	5.784	1.041	12.474.567,56	-	12.474.567,56
				454.586.354,79	-	454.586.354,79

RORAIMA

SIGFI						
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI [R\$]
SIGFI 160	160	3.584	573	6.933.208,04	-	6.933.208,04
SIGFI 80	80	11.763	941	11.377.414,35	-	11.377.414,35
				18.310.622,39	-	18.310.622,39

C.VIII – MIGDI



Contas Setoriais CCC
Custo de Geração Própria por Beneficiário 2025

ENERGISA AC

MIGDI				
Usina / Localidade	Geração [MWh]	CT_GP MIGDI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP MIGDI [R\$]
UFV VILA RESTAURAÇÃO	288,22	3.454.383,83	-	3.454.383,83
Total				3.454.383,83

ENERGISA RO

MIGDI				
Usina / Localidade	Geração [MWh]	CT_GP MIGDI Líquido [R\$]	Tributos	CT_GP MIGDI [R\$]
MIGDI Santo Andre	-	-	-	-
MIGDI Cavalcante	-	-	-	-
Total				-

RORAIMA

MIGDI				
Usina / Localidade	Geração [MWh]	CT_GP MIGDI Líquido [R\$]	Tributos	CT_GP MIGDI [R\$]
Vila Santa Maria do Xerui Usina 1	34,20	409.469,72	-	409.469,72
Vila Santa Maria do Xerui Usina 2	34,20	409.469,72	-	409.469,72
Itaquera P01	20,11	240.903,37	-	240.903,37
Itaquera P02	20,11	240.903,37	-	240.903,37
Xixuaú P01	12,96	155.287,50	-	155.287,50
Remanso P01	39,37	471.651,78	-	471.651,78
Remanso P02	39,37	471.651,78	-	471.651,78
Lago Grande P01	29,68	355.424,92	-	355.424,92
Lago Grande P02	29,68	355.424,92	-	355.424,92
Terra Preta P01	38,93	466.218,80	-	466.218,80
Terra Preta P02	38,93	466.218,80	-	466.218,80
Terra Preta P03	38,93	466.218,80	-	466.218,80
Total				4.508.843,49

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



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

AMAZONAS

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	1.770.184,29	2.832.602.812,71	288.722.600,74	3.121.325.413,37
CCVEE	1.219.628,27	414.439.384,48	171.340.664,26	585.780.048,75
Total	2.989.812,56	3.247.042.197,19	460.063.265,00	3.707.105.462,12

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	60.412,93	130.567.742,29	13.308.557,75	143.876.300,05
CCVEE	-	-	-	-
Total	60.412,93	130.567.742,29	13.308.557,75	143.876.300,05

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	79.012,86	182.149.544,55	18.566.207,02	200.715.751,56
CCVEE	-	-	-	-
Total	79.012,86	182.149.544,55	18.566.207,02	200.715.751,56

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	205.042,48	76.942.024,63	7.842.575,51	84.784.600,12
Total	205.042,48	76.942.024,63	7.842.575,51	84.784.600,12

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	15.179,99	31.670.043,55	3.228.076,06	34.898.119,67
CCVEE	80.839,41	26.123.354,43	2.662.711,06	28.786.065,49
Total	96.019,41	57.793.397,98	5.890.787,12	63.684.185,16

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	228.347,11	407.829.708,77	7.267.601,47	415.097.310,23
CCVEE	225.782,93	88.358.289,32	1.362.415,45	89.720.704,73
Total	454.130,04	496.187.998,09	8.630.016,92	504.818.014,96

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	1.478.473,41	1.927.687.445,19	196.486.048,13	2.124.173.493,45
CCVEE	-	-	-	-
Total	1.478.473,41	1.927.687.445,19	196.486.048,13	2.124.173.493,45

C.X – CCESI por Beneficiários



AMAZONAS

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

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\$]
ALTEROSA - CGA	2.127,06	1.136.155,38	3.258.241,73	3.987.915,37	406.481,73	4.394.397,11
ALVARÃES - CGA	14.405,91	5.394.206,03	21.716.538,58	24.603.000,73	2.507.743,88	27.110.744,61
AMATURA - CGA	-	-	-	-	-	-
APUÍ - POWERTECH	33.180,22	2.798.818,03	50.796.355,46	48.637.619,95	4.957.553,55	53.595.173,49
ARARAS - COE	965,73	75.923,69	1.657.954,84	1.573.494,76	160.383,76	1.733.878,52
AUGUSTO MONTENEGRO - COE	1.522,99	253.112,88	2.635.569,61	2.621.479,36	267.203,13	2.888.682,50
AUTAZES - VPTM	42.929,40	3.327.045,26	67.022.888,91	63.842.565,26	6.507.368,91	70.349.934,17
AUXILIADORA - POWERTECH	2.948,43	316.832,71	4.513.717,01	4.383.723,87	446.825,85	4.830.549,72
AXINIM - POWERTECH	3.441,54	211.092,70	5.268.799,31	4.973.002,00	506.890,01	5.479.892,01
BARCELOS - COE	19.155,66	16.088.500,37	26.145.467,89	38.327.326,19	3.906.642,06	42.233.968,25
BARREIRINHA - COE	26.727,21	13.309.963,03	36.267.291,83	44.991.358,79	4.585.896,07	49.577.254,86
BELÉM DO SOLIMÕES - CGA	2.852,20	2.272.310,77	4.383.106,72	6.039.791,37	615.626,12	6.655.417,49
BENJAMIN CONSTANT + ATALÁIA DO NORTE - CGA	44.584,16	12.724.940,27	71.452.036,43	76.390.606,35	7.786.370,34	84.176.976,70
BERURI - COE	16.801,04	8.776.725,59	23.098.589,68	28.926.848,60	2.948.466,66	31.875.315,26
BETÂNIA - CGA	1.870,14	2.479.133,19	2.846.459,08	4.832.974,99	492.617,29	5.325.592,27
BOA VISTA DOS RAMOS + CAMETÁ - COE	19.755,18	8.810.135,26	26.893.080,91	32.400.668,68	3.302.547,50	35.703.216,17
BOCA DO ACRE - COE	57.790,26	20.153.071,55	78.929.534,22	89.917.464,74	9.165.141,03	99.082.605,77
BORBA - VPTM	32.095,59	9.278.410,68	47.662.763,09	51.674.115,20	5.267.058,57	56.941.173,77
CABORÉ - COE	4.174,55	377.690,51	7.115.629,87	6.800.188,25	693.132,14	7.493.320,39
CAIAMBÉ - CGA	3.654,07	3.923.058,94	5.567.146,52	8.612.361,46	877.844,01	9.490.205,46
CAMPINAS - COE	1.388,04	373.354,97	2.200.005,09	2.335.324,25	238.035,81	2.573.360,06
CANUTAMA - COE	10.991,26	3.763.139,66	15.258.955,08	17.262.550,97	1.759.543,76	19.022.094,74
CARAUAÍ - CGA	36.152,06	11.234.214,23	57.617.183,67	62.482.643,60	6.368.754,31	68.851.397,91
CAREIRO DA VÁRZEA - COE	16.370,32	4.830.411,14	22.831.546,33	25.103.226,40	2.558.731,07	27.661.957,47
CARVOEIRO - COE	250,39	13.322,35	475.768,78	443.850,20	45.240,93	489.091,13
CASTANHO I - COE	87.867,50	16.875.471,48	120.074.990,70	124.282.544,43	12.667.917,75	136.950.462,18
CASTANHO II - COE	-	16.875.471,48	-	15.314.490,37	1.560.981,11	16.875.471,48
CAVIANA - COE	2.378,18	655.529,39	3.684.402,08	3.938.487,80	401.443,66	4.339.931,46
COARI - GÁS	125.793,42	50.655.396,97	3.078.182,02	110.565.312,79	11.269.742,63	121.835.055,41
CUCUI - COE	726,65	719.302,14	1.033.209,95	1.590.404,72	162.107,37	1.752.512,09
EIRUNEPE - CGA	31.398,49	9.415.341,44	49.282.200,05	53.268.018,90	5.429.522,59	58.697.541,49
ENVIRA - CGA	13.937,70	4.057.270,71	21.609.822,34	23.292.886,95	2.374.206,11	25.667.093,05
ESTIRÃO DO EQUADOR - CGA	606,23	3.408.466,14	937.841,78	3.944.274,44	402.033,48	4.346.307,92
FEIJÓAL - CGA	2.382,35	3.029.747,68	3.663.069,97	6.073.732,01	619.085,63	6.692.817,65
FONTE BOA - CGA	29.552,29	7.198.680,49	44.415.823,11	46.840.162,02	4.774.341,58	51.614.503,60
HUMAITÁ - VPTM	112.987,07	21.652.170,72	170.907.678,74	174.748.063,38	17.811.786,07	192.559.849,45
IAUARETÊ - COE	1.164,86	833.112,76	1.821.524,76	2.409.083,55	245.553,97	2.654.637,53
IPIRANGA - CGA	459,15	3.408.466,14	713.131,62	3.740.349,97	381.247,79	4.121.597,76
IPIXUNA - CGA	14.585,58	2.996.647,20	23.449.807,39	24.000.157,54	2.446.297,05	26.446.454,59
ITAMARATI - CGA	9.572,74	4.627.426,33	14.998.480,86	17.810.510,77	1.815.396,42	19.625.907,19
ITAPURUÍ - COE	1.570,49	49.588,20	2.702.435,90	2.497.461,88	254.562,23	2.752.024,10
JAPURÁ - CGA	668,13	3.343.516,14	1.025.701,65	3.965.065,15	404.152,65	4.369.217,79
JURUÁ - CGA	9.955,95	4.413.441,30	15.136.006,10	17.741.123,52	1.808.323,89	19.549.447,41
JUTAI - CGA	28.612,42	8.498.442,25	43.076.418,32	46.804.185,97	4.770.674,60	51.574.860,57
LÁBREA - COE	53.889,02	21.109.508,35	72.991.579,04	85.396.736,81	8.704.350,58	94.101.087,39
LIMOEIRO - CGA	13.580,96	6.865.353,14	20.632.121,78	24.953.958,49	2.543.516,43	27.497.474,92
LINDÓIA - COE	5.986,30	2.704.379,28	8.743.433,84	10.388.890,41	1.058.922,71	11.447.813,12
MANAQUIRI - COE	31.118,16	11.261.225,00	42.456.484,56	48.748.821,43	4.968.888,13	53.717.709,57
MANICORÉ - POWERTECH	50.448,43	6.020.079,67	77.236.139,06	75.555.018,50	7.701.200,23	83.256.218,73
MARAA - CGA	14.382,16	5.884.588,41	21.764.139,88	25.091.220,92	2.557.507,37	27.648.728,29
MAUÉS - COE	71.174,80	55.554.954,10	96.951.464,90	138.399.575,24	14.106.843,76	152.506.418,99
MOURA - COE	1.399,87	291.532,72	2.369.241,49	2.414.652,60	246.121,61	2.660.774,21
MURITUBA - CGA	769,57	3.343.516,14	1.165.271,57	4.091.724,85	417.062,86	4.508.787,71
NHAMUNDÁ - COE	20.954,93	9.799.503,18	28.973.230,91	35.186.256,19	3.586.477,90	38.772.734,09
NOVA OLÍNDIA DO NORTE - VPTM	40.380,10	8.192.018,52	59.783.723,57	61.687.985,94	6.287.756,14	67.975.742,09
NOVO AÍRÃO - COE	29.486,92	13.246.752,00	40.445.020,27	48.725.283,34	4.966.488,94	53.691.772,27
NOVO ARIQUANÃ - POWERTECH	26.670,11	3.198.667,62	40.831.005,85	39.956.928,67	4.072.744,80	44.029.673,47
NOVO CÉU - COE	20.838,64	4.522.801,01	28.762.058,41	30.206.009,93	3.078.849,50	33.284.859,43
NOVO REMANSO - COE	30.067,16	14.119.520,43	41.159.793,03	50.165.976,96	5.113.336,49	55.279.313,46
PALMEIRAS - CGA	445,52	3.408.466,14	693.378,12	3.722.423,67	379.420,59	4.101.844,27
PARAÚÁ - COE	2.919,45	402.932,60	4.148.008,56	4.129.979,11	420.962,06	4.550.941,16
PAUINI - COE	12.590,65	4.710.922,95	17.356.089,25	20.025.813,57	2.041.198,63	22.067.012,20
PEDRAS - COE	2.534,06	1.047.553,61	4.285.225,30	4.839.496,86	493.282,05	5.332.778,91
SACAMBÚ - COE	1.656,45	121.068,98	2.840.143,73	2.687.300,53	273.912,18	2.961.212,71
SANTA ISABEL DO RIO NEGRO - COE	12.202,62	5.832.948,47	16.779.348,47	20.520.659,47	2.091.637,47	22.612.296,94
SANTA RITA DO WELL - CGA	4.143,67	1.999.633,47	6.303.336,52	7.534.945,27	768.024,72	8.302.970,00
SANTANA DO UATUMÃ - COE	976,12	192.774,88	1.699.841,62	1.717.549,47	175.067,03	1.892.616,50
SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ - CGA	22.719,63	6.998.717,15	34.362.069,78	37.534.914,14	3.825.872,79	41.360.786,93
SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA - VPTM	52.062,18	3.419.630,57	83.434.047,52	78.819.712,86	8.033.965,22	86.853.678,08
SÃO PAULO DE OLIVENÇA - CGA	17.638,50	6.998.717,15	26.820.537,85	30.690.973,91	3.128.281,09	33.819.255,00
SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ - COE	11.510,29	6.241.312,50	15.785.423,34	19.989.262,78	2.037.473,07	22.026.735,84
SUCUNDURI - POWERTECH	1.802,37	115.810,48	2.950.200,73	2.782.405,18	283.606,04	3.066.011,22
TABATINGA - CGA	85.734,43	22.904.892,48	136.738.524,58	144.876.400,98	14.767.016,08	159.643.417,06
TAPAUÁ - COE	19.622,23	7.160.941,29	27.062.798,14	31.058.043,53	3.165.695,90	34.223.739,42
TEFÉ - CGA	121.167,38	34.950.888,71	189.885.234,29	204.038.781,63	20.797.341,38	224.836.123,00
TONANTINS - CGA	13.783,58	7.758.384,23	20.830.998,58	25.944.864,90	2.644.517,91	28.589.382,81
TUIÚÉ - COE	3.241,28	214.812,60	5.541.747,42	5.224.078,22	532.481,80	5.756.560,02
UARINI - CGA	16.881,13	5.884.588,41	25.482.409,49	28.465.550,59	2.901.447,31	31.366.997,90
URUCARÁ - COE	21.121,95	12.096.781,68	28.813.702,51	37.126.264,40	3.784.219,79	40.910.484,19
URUCURITUBA + ITAPEAÇU - COE	27.612,61	13.455.641,45	37.366.441,35	46.121.040,14	4.701.042,66	50.822.082,80
VILA AMAZÔNIA + ZÉ AÇÚ - COE	10.160,89	6.256.472,34	14.114.566,54	18.486.717,79	1.884.321,10	20.371.038,89
VILA BITENCOURT - CGA	659,15	2.229.010,76	1.012.865,93	2.942.003,09	299.873,59	3.241.876,69
VILA DE BELO MONTE - COE	1.210,59	43.233,03	2.108.612,22	1.952.799,56	199.045,69	2.151.845,25
VILA DE MATUPI - POWERTECH	23.587,24	1.849.481,88	36.110.600,16	34.448.774,45	3.511.307,59	37.960.082,04
VILA DE URUCURITUBA - COE	1.200,57	89.752,64	2.072.890,70	1.962.598,83	200.044,51	2.162.643,34
Total	1.770.184,29	617.134.828,17	2.436.089.108,86	2.832.602.812,71	288.722.600,74	3.121.325.413,45

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	60.412,93	50.345.763,31	93.530.536,73	130.567.742,29	13.308.557,75	143.876.300,04
Total	60.412,93	50.345.763,31	93.530.536,73	130.567.742,29	13.308.557,75	143.876.300,04

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	6.404,04	7.815.312,77	10.843.518,33	13.435.765,49	205.567,84	13.641.333,34
ANAÍAS – CEPA	23.915,62	5.873.689,15	40.299.731,13	41.902.378,90	646.101,78	42.548.480,69
AVEIRO – CEPA	-	4.844.657,87	-	2.351.548,61	33.372,05	2.384.920,66
CHAVES – CEPA	-	4.758.414,31	-	2.309.686,85	32.777,96	2.342.464,81
FARO – CEPA	9.208,42	4.605.465,41	15.325.186,44	18.087.066,55	278.888,37	18.365.954,92
GURUPÁ – CEPA	26.343,89	7.841.597,67	43.322.734,33	46.431.631,29	715.939,30	47.147.570,59
JACAREACANGA – CEPA	25.225,46	6.795.322,48	41.574.133,06	43.895.280,90	676.830,77	44.572.111,67
MUANÁ – CEPA	30.279,28	11.238.209,94	51.234.844,56	56.694.296,97	874.181,55	57.568.478,51
OEIRAS DO PARÁ – CEPA	-	6.964.382,84	-	3.380.441,97	47.973,60	3.428.415,58
PORTO DE MOZ – CEPA	34.054,45	9.866.411,26	55.689.350,81	59.491.854,08	917.317,68	60.409.171,76
PRAINHA – CEPA	3.721,93	10.583.749,41	6.038.932,77	10.419.476,87	157.407,74	10.576.884,61
SANTA CRUZ DO ARARI – CEPA	-	5.346.799,02	-	-	-	-
SÃO SEBASTIÃO DA BOA VISTA – CEPA	23.777,05	7.174.823,80	39.126.515,22	42.018.465,15	647.891,74	42.666.356,90
TERRA SANTA – CEPA	28.113,34	9.022.306,97	46.822.833,43	50.679.464,91	781.437,56	51.460.902,47
Total	228.347,11	106.336.349,17	364.899.241,70	407.829.708,77	7.267.601,47	415.097.310,23

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	3.993,84	15.398.850,83	6.690.512,78	20.046.097,47	2.043.266,13	22.089.363,61
MARECHAL THAUMATURGO – BBF ACRE	9.352,45	19.517.744,11	14.657.409,44	31.013.951,85	3.161.201,70	34.175.153,56
PORTO WALTER – BBF ACRE	8.393,27	15.659.065,11	12.857.130,05	25.878.447,11	2.637.748,05	28.516.195,16
SANTA ROSA DO PURUS – BBF ACRE	3.201,75	11.903.934,74	5.200.942,02	15.522.675,66	1.582.201,10	17.104.876,76
CRUZEIRO DO SUL D	54.071,55	10.256.985,93	88.792.421,45	87.560.283,52	8.924.877,38	96.485.160,90
FEIJÓ D	-	1.328.821,01	-	904.428,80	996.615,76	-
TARAUACÁ D	-	1.797.847,77	-	1.223.660,14	124.725,69	1.348.385,82
Total	79.012,86	75.863.249,50	128.198.415,75	182.149.544,55	18.566.207,02	200.715.751,57

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	2.995,25	3.190.070,23	4.824.295,67	7.273.037,06	741.328,85	8.014.365,90
CONCEIÇÃO DA GALERA – BBF RO	148,36	140.392,31	255.589,45	359.353,45	36.628,31	395.981,76
DEMARCAÇÃO – BBF RO	393,84	312.433,74	678.494,59	899.267,46	91.660,87	990.928,33
MAICI – BBF RO	12,23	51.937,04	21.063,65	66.248,12	6.752,56	73.000,69
NAZARÉ – BBF RO	1.351,96	833.427,16	2.177.568,81	2.732.478,84	278.517,13	3.010.995,96
PEDRAS NEGRAS BBF RO	280,67	228.036,06	483.553,38	645.767,41	65.822,02	711.589,44
ROLIM DE MOURA DO GUAPORÉ – BBF RO	1.227,92	1.035.494,68	1.977.880,90	2.734.638,34	278.737,24	3.013.375,58
SANTA CATARINA – BBF RO	324,78	284.030,68	559.510,75	765.513,84	78.027,58	843.541,42
SÃO CARLOS – BBF RO	2.754,29	3.384.834,12	4.436.139,99	7.097.534,00	723.440,10	7.820.974,11
SURPRESA – BBF RO	1.907,96	1.343.870,84	3.073.192,01	4.008.484,54	408.578,31	4.417.062,85
UTE BBF IZIDOLÂNDIA	1.194,52	1.317.030,95	726.153,72	1.854.190,09	188.994,58	2.043.184,68
UTE BBF URUCUMACUÁ	2.588,22	1.975.546,44	1.587.572,45	3.233.530,39	329.588,50	3.563.118,89
Total	15.179,99	14.097.104,25	20.801.015,37	31.670.043,55	3.228.076,06	34.898.119,62

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 BALIZA	116.595,60	50.401.213,11	50.132.540,38	91.234.381,29	9.299.372,20	100.533.753,49
HÍBRIDO FORTE DE SÃO JOAQUIM	150.557,76	238.027.392,87	83.012.635,91	291.343.826,12	29.696.202,66	321.040.028,79
PALMAPLAN ENERGIA 2	96.149,76	18.133.484,37	145.909.695,36	148.869.185,61	15.173.994,13	164.043.179,73
BONFIM	62.747,88	48.007.091,22	14.720.242,24	56.925.055,11	5.802.278,35	62.727.333,46
CANTÁ	62.747,88	48.007.091,22	14.720.242,24	56.925.055,11	5.802.278,35	62.727.333,46
PAU RAINHA	62.747,88	44.763.981,32	14.720.242,24	53.981.932,88	5.502.290,68	59.484.223,56
SANTA LUZ	62.747,88	44.763.981,32	14.720.242,24	53.981.932,88	5.502.290,68	59.484.223,56
JAGUATIRICA II	748.080,00	599.765.141,53	209.375.833,76	734.295.435,08	74.845.540,21	809.140.975,29
MONTE CRISTO SUCUBA	273.166,59	16.642.058,15	419.058.943,81	395.398.659,28	40.302.342,68	435.701.001,96
UTX PACARAIMA	15.220,27	3.356.812,77	18.128.888,91	19.498.274,27	1.987.427,40	21.485.701,67
UTX UIRAMUTÁ	4.860,42	980.211,23	5.968.382,04	6.305.848,40	642.744,88	6.948.593,28
UTX AMAJARI	15.348,38	2.672.307,72	18.184.837,36	18.927.859,16	1.929.285,92	20.857.145,08
Total	1.670.970,29	1.115.520.766,82	1.008.652.726,50	1.927.687.445,19	196.486.048,13	2.124.173.493,33

C.XI - CCVEE 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				
Usina	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
BALBINA	1.144.709,74	345.122.799,73	142.683.277,63	487.806.077,36
Total	1.144.709,74	345.122.799,73	142.683.277,63	487.806.077,36

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	6.129,31	4.309.894,24	439.300,52	4.749.194,76
FAXINAL I	5.724,83	2.346.909,97	239.216,72	2.586.126,69
MARGARIDA	4.538,26	1.859.245,79	189.509,90	2.048.755,70
MASUTTI	2.684,79	1.099.591,35	112.079,56	1.211.670,90
PRATA	9.690,64	3.966.042,46	404.252,26	4.370.294,73
PCH FAXINAL II	90.740,06	30.059.581,17	3.063.924,25	33.123.505,42
PCH SANTA LÚCIA II	61.491,43	23.356.538,96	2.380.694,05	25.737.233,02
SANTA LÚCIA I	24.043,16	9.944.220,68	1.013.598,25	10.957.818,93
Total	205.042,48	76.942.024,63	7.842.575,51	84.784.600,14

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	13.473.793,59	1.373.361,88	14.847.155,47
MARTINUV	9.621,30	2.438.309,59	248.532,93	2.686.842,52
SALDANHA	29.258,11	10.211.251,25	1.040.816,24	11.252.067,49
Total	80.839,41	26.123.354,43	2.662.711,06	28.786.065,48

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	65.840,66	25.764.655,63	397.270,76	26.161.926,39
SALTO CURUÁ	159.942,27	62.593.633,70	965.144,69	63.558.778,38
Total	225.782,93	88.358.289,32	1.362.415,45	89.720.704,77

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 2025

ELETRONORTE

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\$]
CRISTIANO ROCHA	216.840,96	80.145.737,78	19.788.459,71	138.014.173,31	170.425.564,64	-	170.425.564,64
JARAQUI	177.122,64	66.841.752,36	17.451.205,40	123.175.739,03	148.464.430,44	-	148.464.430,44
MANAUARA	200.156,88	68.840.281,95	16.432.094,70	127.168.399,42	152.453.941,56	-	152.453.941,56
PONTA NEGRA	200.156,88	70.953.278,17	17.619.739,50	126.056.031,70	153.823.857,53	-	153.823.857,53
TAMBAQUI	177.122,64	66.754.577,44	17.451.205,40	124.375.563,44	149.251.629,95	-	149.251.629,95
Total	971.400,00	353.535.627,70	88.742.704,71	638.789.906,91	774.419.424,11	-	774.419.424,11

C.XIV – CTG por Beneficiários



Contas Setoriais CCC
Custo Total de Geração por Beneficiário 2025

AMAZONAS

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG [R\$]		78.331.259,92	-	123.711.264,91	3.707.105.462,12	3.909.147.986,95
TRIBUTOS		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS		19.142.560,75	-	-	460.063.265,00	479.205.825,75
GERAÇÃO TOTAL		TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh		3.039.808,82		130.265.562,59	348.940.263,16	479.205.825,75
DESCONTOS		TOTAL				
ACR MÉDIO		- 934.102.851,01				
FATOR DE CORTE		-				
CTG - VALOR LÍQUIDO		TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO		2.975.045.135,94				



Contas Setoriais CCC
Custo Total de Geração por Beneficiário 2025

EQUATORIAL AP

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG		-	-	14.741.739,98	143.876.300,05	158.618.040,03
TRIBUTOS		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS		-	-	-	13.308.557,75	13.308.557,75
GERAÇÃO TOTAL		TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh		61.644,13		-	13.308.557,75	13.308.557,75
DESCONTOS		TOTAL				
ACR MÉDIO		- 15.154.100,34				
FATOR DE CORTE		-				
CTG - VALOR LÍQUIDO		TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO		143.463.939,69				



Contas Setoriais CCC
Custo Total de Geração por Beneficiário 2025

NEOENERGIA PE

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG		53.720.178,86	27.177.944,13	14.127.561,27	-	95.025.684,26
TRIBUTOS		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS		14.507.380,44	-	-	-	14.507.380,44
GERAÇÃO TOTAL		TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh		34.921,97		10.510.483,63	3.996.896,81	14.507.380,44
DESCONTOS		TOTAL				
ACR MÉDIO		- 10.731.173,04				
FATOR DE CORTE		- 2.191.657,28				
CTG - VALOR LÍQUIDO		TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO		82.102.853,94				



Contas Setoriais CCC
Custo Total de Geração por Beneficiário 2025

ENERGISA AC

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG		-	-	103.746.520,15	200.715.751,56	304.462.271,71
TRIBUTOS		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS		-	-	-	18.566.207,02	18.566.207,02
GERAÇÃO TOTAL		TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh		87.657,78		-	18.566.207,02	18.566.207,02
DESCONTOS		TOTAL				
ACR MÉDIO		- 26.936.359,87				
FATOR DE CORTE		-				
CTG - VALOR LÍQUIDO		TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO		277.525.911,86				



ENERGISA MT

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG		-	-	37.741.622,30	84.784.600,12	122.526.222,42
TRIBUTOS		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS		-	-	-	7.842.575,51	7.842.575,51
GERAÇÃO TOTAL		TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh		208.187,56		-	7.842.575,51	7.842.575,51
DESCONTOS		TOTAL				
ACR MÉDIO		-		63.973.954,70		
FATOR DE CORTE		-		2.049.329,39		
CTG - VALOR LÍQUIDO		TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO				56.502.938,32		



ENERGISA RO

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG		-	-	31.982.693,17	63.684.185,16	95.666.878,33
TRIBUTOS		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS		-	-	-	5.890.787,12	5.890.787,12
GERAÇÃO TOTAL		TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh		98.689,39		-	5.890.787,12	5.890.787,12
DESCONTOS		TOTAL				
ACR MÉDIO		-		30.326.261,76		
FATOR DE CORTE		-		849.428,03		
CTG - VALOR LÍQUIDO		TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO				64.491.188,55		



EQUATORIAL PA

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG		-	-	454.586.354,80	504.818.014,96	959.404.369,76
TRIBUTOS		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS		-	-	-	8.630.016,92	8.630.016,92
GERAÇÃO TOTAL		TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh		492.031,22		-	8.630.016,92	8.630.016,92
DESCONTOS		TOTAL				
ACR MÉDIO		-		120.957.018,06		
FATOR DE CORTE		-		5.869.131,46		
CTG - VALOR LÍQUIDO		TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO				832.578.220,25		



RORAIMA

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG		152.833.555,17	1.375.415,32	285.186.294,14	2.124.173.493,45	2.563.568.758,08
TRIBUTOS		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS		37.344.225,08	127.225,93	-	196.486.048,13	233.957.499,14
GERAÇÃO TOTAL		TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh		1.805.402,43		25.572.585,38	208.384.913,76	233.957.499,14
DESCONTOS		TOTAL				
ACR MÉDIO		-		554.782.113,98		
FATOR DE CORTE				-		
CTG - VALOR LÍQUIDO		TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO				2.008.786.644,10		



ELETRONORTE

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG		2.455.158.580,13	-	-	774.419.424,12	3.229.578.004,25
TRIBUTOS		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS		329.767.737,04	-	-	-	329.767.737,04
GERAÇÃO TOTAL		TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh		971.400,00		329.767.737,04	-	329.767.737,04
DESCONTOS		TOTAL				
ACR MÉDIO		-				
FATOR DE CORTE		-				
CTG - VALOR LÍQUIDO		TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO		2.931.076.498,25				



VIBRA ENERGIA

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG		97.211.336,48	-	-	-	97.211.336,48
TRIBUTOS		CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS		24.195.051,25	-	-	-	24.195.051,25
GERAÇÃO TOTAL		TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh		-		16.752.619,97	7.442.431,28	24.195.051,25
DESCONTOS		TOTAL				
ACR MÉDIO		-				
FATOR DE CORTE		-				
CTG - VALOR LÍQUIDO		TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO		97.211.336,50				

C.XV – Custo de Sub-rogação por Beneficiários



Contas Setoriais CCC
Custo de Sub-rogação por Beneficiário 2025

SUB-ROGAÇÃO DE OBRAS EM OPERAÇÃO COMERCIAL (Competência)			
Beneficiário	Resolução Autorizativa / Portaria	Empreendimento	Valor Reembolso [R\$]
ENERGISA MT	6174/2017	LD / SE Paranorte	531.354,12
ENERGISA MT	7854/2019	LD / SE Guariba	9.307.327,33
EQUATORIAL PA	10986/2021	Marajó	32.092.420,67
SUBTOTAL			41.931.102,12

SUB-ROGAÇÃO DE OBRAS EM ANDAMENTO (Competência)			
Beneficiário	Resolução Autorizativa / Portaria	Empreendimento	Valor Reembolso [R\$]
AMAZONAS ENERGIA	7409/2018	LT / SE Humaitá	4.757.634,98
EQUATORIAL PARÁ	9536/2020	Interligação Aveiro	2.788.544,24
EQUATORIAL PARÁ	9536/2020	Interligação Faro	2.692.352,34
EQUATORIAL PARÁ	9536/2020	Interligação Gurupá	14.365.790,24
EQUATORIAL PARÁ	9536/2020	Interligação Porto de Moz	39.333.190,14
EQUATORIAL PARÁ	9536/2020	Interligação Terra Santa	33.104.735,84
SUBTOTAL			97.042.247,78

TOTAL DE SUB-ROGAÇÃO			138.973.349,90
----------------------	--	--	----------------

9.3. 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 identificado 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
CO SERN - 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)

Caiuá 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>



Empresa Brasileira
de Participações
em Energia Nuclear
e Binacional

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



OFÍCIO Nº 300/2024/DGC/ENBPar

Brasília, 4 de setembro de 2024.

Ao Senhor
Alexandre Ramos Peixoto
Superintendente
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE
Avenida Paulista, 2064 - Bela Vista
01310-200 São Paulo. SP

Assunto: Plano Anual de Custos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE - previsão orçamentária para 2025. Reembolso dos custos de administração, conservação e gestão dos Bens da União Sob Administração - BUSA

Referência: CT-CCEE19230/2024, de 19 de agosto de 2024.

*Ao responder este Ofício, favor **indicar expressamente a numeração do documento** remetido e **enviar resposta para** presidencia@enbpar.gov.br*

Senhor Superintendente,

1 Em conformidade com o item 15 do Procedimento de Regulação Tarifário (PRORET), submódulo 5.2, e para a composição do orçamento da conta Reserva Global de Reversão (RGR), informamos que a previsão orçamentária para 2025, é de R\$5.042.651,70 (Cinco milhões, quarenta e dois mil, seiscentos e cinquenta e um reais e setenta 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 nº1.383, de 1974, alterado pela Lei nº14.120, de 2021.

2 Na oportunidade, renovamos nossos mais elevados protestos de estima e consideração.

Atenciosamente,

LEANDRO XINGÓ TENÓRIO DE OLIVEIRA
Diretor de Gestão Corporativa

Anexo:

- Planilha de Previsão Orçamentária para 2025 - BUSA

EMPRESA BRASILEIRA DE PARTICIPAÇÕES EM ENERGIA NUCLEAR E BINACIONAL S.A. – ENBPar
Edifício Parque Cidade Corporate | Setor Comercial Sul – Quadra 9, Lote C, Torre B, 7.º Andar
70308-200 Brasília. DF



CUSTEIO BUSA 2025 - PROGRAMAÇÃO

RUBRICAS	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	maí/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24	TOTAL
DESPESAS COM PESSOAL													
Salário													
13º salário	R\$ 327.514,95	R\$ 327.514,95	R\$ 327.514,95	R\$ 327.514,95	R\$ 327.514,95	R\$ 327.514,95	R\$ 372.600,00	R\$ 327.514,95	R\$ 327.514,95	R\$ 327.514,95	R\$ 327.515,95	R\$ 372.600,00	R\$ 4.020.350,50
Férias													
Abono Férias													
Auxílio Refeição													
DESPESAS COM INFRAESTRUTURA													
Consumo Energia Elétrica													
Água e Esgoto													
Limpeza e Conservação													
Internet	R\$ 56.321,00	R\$ 56.321,00	R\$ 56.321,00	R\$ 56.321,00	R\$ 56.321,00	R\$ 56.321,00	R\$ 56.321,00	R\$ 56.321,00	R\$ 56.321,00	R\$ 56.321,00	R\$ 56.321,00	R\$ 56.321,00	R\$ 675.852,00
Despesas Condomínio													
Aluguel imóvel comercial													
IPTU													
Mão de obra contratada													
Material Administrativo Expediente													
DEMAIS DESPESAS	R\$ 2.889,84	R\$ 18.889,84	R\$ 19.889,84	R\$ 2.889,84	R\$ 72.889,84	R\$ 4.000,00	R\$ 64.500,00	R\$ 14.000,00	R\$ 64.000,00	R\$ 14.500,00	R\$ 4.000,00	R\$ 64.000,00	R\$ 346.449,20
Manutenção (Edif., Mobil., Equip.)													
Segurança (Inst., Equip.)													
Serviço tecnológico (TI, Software)													
Serviços Diversos			R\$ 17.000,00		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			R\$ 500,00			
Viagens (passagem, diárias, seguro, veículos...)		R\$ 15.000,00			R\$ 10.000,00			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\$ 4.000,00	R\$ 4.000,00	R\$ 4.000,00	R\$ 4.000,00	R\$ 4.000,00	R\$ 4.000,00	R\$ 4.000,00	
TOTAL MENSAL	R\$ 383.835,95	R\$ 402.725,79	R\$ 403.725,79	R\$ 386.725,79	R\$ 456.725,79	R\$ 387.835,95	R\$ 493.421,00	R\$ 397.835,95	R\$ 447.835,95	R\$ 398.335,95	R\$ 387.836,95	R\$ 492.921,00	R\$ 5.042.651,70

D.III - Projeção ENBPar 2025 – Financiamentos Concedidos

ENBPar				Projeção - Reserva Global de Reversão RGR											
Empresa	Moeda	Vigência	Contrato	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25
1 CELESC-DIS	RGR	30/05/2025	EF3-0317/2011	363.480,56	200.784,49	218.986,42	145.592,35	72.596,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	CELESC-DIS	RGR	Principal	72.096,07	72.096,07	72.096,07	72.096,07	72.096,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	CELESC-DIS	RGR	Juros	1.514,50	1.211,60	998,70	605,80	302,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	CELESC-DIS	RGR	Taxa Adm.	302,90	242,32	181,74	121,18	60,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	CELESC-DIS	RGR	Total	74.513,47	74.148,99	73.786,51	73.423,03	73.059,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2 ELETRONUC	RGR	30/05/2025	ECF-2982/11	380.318,43	311.454,71	233.590,99	155.727,77	77.893,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	ELETRONUC	RGR	Principal	77.893,72	77.893,72	77.893,72	77.893,72	77.893,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	ELETRONUC	RGR	Juros	1.622,35	1.297,73	973,30	648,88	324,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	ELETRONUC	RGR	Taxa Adm.	648,88	519,08	385,32	256,55	128,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	ELETRONUC	RGR	Total	80.134,74	79.690,54	78.226,33	78.772,13	78.317,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3 ELETRONUCLEAR	RGR	20/10/2025	ECF-2278/02	6.299.273,30	5.942.346,81	5.035.418,52	4.388.491,23	3.761.563,94	3.134.638,65	2.507.709,36	1.890.782,07	1.253.854,78	626.927,48	0,00	0,00
	ELETRONUCLEAR	RGR	Principal	626.927,28	626.927,28	626.927,28	626.927,28	626.927,28	626.927,28	626.927,28	626.927,28	626.927,28	626.927,28	0,00	0,00
	ELETRONUCLEAR	RGR	Juros	25.121,87	23.306,77	20.897,58	18.289,38	15.673,38	13.000,98	10.448,79	7.838,09	5.224,39	2.612,20	0,00	0,00
	ELETRONUCLEAR	RGR	Taxa Adm.	10.448,79	9.403,91	8.350,03	7.314,15	6.269,27	5.224,39	4.176,52	3.134,64	2.099,76	1.044,88	0,00	0,00
	ELETRONUCLEAR	RGR	Total	663.498,05	659.640,97	556.183,90	622.526,82	648.809,75	645.212,67	641.555,09	637.898,52	634.241,44	630.584,37	0,00	0,00
4 ELETRONUCLEAR	RGR	30/12/2025	ECF-2597/05	47.982.281,52	45.983.038,81	43.983.758,09	41.984.495,37	39.985.234,05	37.985.972,93	35.986.711,21	33.987.449,49	31.988.187,77	29.988.925,05	27.989.662,33	25.990.402,61
	ELETRONUCLEAR	RGR	Principal	1.990.261,72	1.990.261,72	1.990.261,72	1.990.261,72	1.990.261,72	1.990.261,72	1.990.261,72	1.990.261,72	1.990.261,72	1.990.261,72	1.990.261,72	1.990.261,72
	ELETRONUCLEAR	RGR	Juros	199.905,17	191.555,62	183.265,66	174.935,40	166.605,14	158.274,88	149.944,63	141.614,37	133.284,12	124.953,86	116.623,60	108.292,54
	ELETRONUCLEAR	RGR	Taxa Adm.	79.970,47	75.638,37	71.306,25	66.974,16	62.642,06	58.309,95	53.977,85	49.645,75	45.313,65	40.981,54	36.649,44	32.317,34
	ELETRONUCLEAR	RGR	Total	2.270.138,36	2.267.460,76	2.255.833,64	2.244.171,28	2.232.508,92	2.220.846,56	2.209.184,20	2.197.521,84	2.185.859,48	2.174.197,12	2.162.534,76	2.150.872,40
5 ELETRONUCLEAR	RGR	30/01/2028	ECF-3579/06	8.181.981,45	7.941.290,05	7.720.868,65	7.500.107,25	7.279.515,86	7.058.924,45	6.838.332,05	6.617.741,65	6.397.150,25	6.176.558,85	5.955.967,45	5.735.376,05
	ELETRONUCLEAR	RGR	Principal	220.581,40	220.581,40	220.581,40	220.581,40	220.581,40	220.581,40	220.581,40	220.581,40	220.581,40	220.581,40	220.581,40	220.581,40
	ELETRONUCLEAR	RGR	Juros	34.007,84	33.088,71	32.169,58	31.250,45	30.331,32	29.412,19	28.493,05	27.573,92	26.654,79	25.735,66	24.816,53	23.897,40
	ELETRONUCLEAR	RGR	Taxa Adm.	13.863,14	13.255,48	12.607,83	12.050,18	11.392,53	10.784,87	10.177,22	9.569,57	8.961,92	8.354,26	7.746,60	7.138,94
	ELETRONUCLEAR	RGR	Total	268.452,38	266.915,59	258.628,81	254.342,03	250.305,24	246.386,45	242.467,67	238.548,89	234.630,11	230.711,33	226.792,55	222.873,77
6 ELETRONUCLEAR	RGR	30/01/2038	ECF-3878/10	398.738.261,07	385.262.221,13	383.786.181,31	381.216.141,43	378.834.101,55	376.358.061,67	373.882.021,79	371.405.981,91	368.929.942,03	366.453.902,15	363.977.862,27	361.501.822,38
	ELETRONUCLEAR	RGR	Principal	2.476.038,88	2.476.038,88	2.476.038,88	2.476.038,88	2.476.038,88	2.476.038,88	2.476.038,88	2.476.038,88	2.476.038,88	2.476.038,88	2.476.038,88	2.476.038,88
	ELETRONUCLEAR	RGR	Juros	1.619.742,75	1.609.425,92	1.598.109,09	1.588.792,26	1.578.475,42	1.568.158,59	1.557.841,76	1.547.524,92	1.537.208,09	1.526.891,25	1.516.574,41	1.506.257,58
	ELETRONUCLEAR	RGR	Taxa Adm.	151.974,28	150.942,59	149.930,91	148.929,23	147.947,54	146.955,86	145.964,18	144.972,49	143.980,81	142.989,13	141.997,44	140.997,44
	ELETRONUCLEAR	RGR	Total	4.247.759,91	4.246.406,39	4.225.040,88	4.223.711,38	4.212.362,86	4.201.054,33	4.189.698,01	4.178.317,30	4.166.986,78	4.155.655,26	4.144.271,75	4.132.922,23
7 CELPA	RGR	30/09/2034	DEL-0124/2016-A	0,00	0,00	635.877.000,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	635.877.000,01	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	19.182.317,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19.182.317,50	0,00	0,00	0,00
	CELPA	RGR	Total	0,00	0,00	19.182.317,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19.182.317,50	0,00	0,00	0,00
8 CELPA	RGR	30/09/2034	DEL-0124/2016-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	192.923,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	192.923,63	0,00	0,00	0,00
	CELPA	RGR	Total	0,00	0,00	192.923,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	192.923,63	0,00	0,00	0,00
9 AMAZONAS	RGR	30/01/2025	ECF-3827/10	78.377,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	AMAZONAS	RGR	Principal	78.377,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	AMAZONAS	RGR	Juros	325,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	AMAZONAS	RGR	Taxa Adm.	130,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	AMAZONAS	RGR	Total	78.634,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10 AMAZONAS	RGR	30/12/2027	ECF-3390/21-A	37.394.942,04	36.325.515,13	35.256.088,21	34.186.661,30	33.121.234,38	32.052.807,47	30.984.380,55	29.915.953,63	28.847.526,72	27.779.099,80	26.710.672,89	25.642.245,97
	AMAZONAS	RGR	Principal	1.068.428,92	1.068.428,92	1.068.428,92	1.068.428,92	1.068.428,92	1.068.428,92	1.068.428,92	1.068.428,92	1.068.428,92	1.068.428,92	1.068.428,92	1.068.428,92
	AMAZONAS	RGR	Juros	125.612,25	121.390,48	116.996,70	112.456,92	107.917,14	103.377,36	98.837,58	94.297,80	89.758,02	85.218,24	80.678,46	76.138,68
	AMAZONAS	RGR	Taxa Adm.	63.254,90	61.544,19	59.793,48	58.042,77	56.292,06	54.541,35	52.790,64	51.039,93	49.289,22	47.538,51	45.787,79	43.773,08
	AMAZONAS	RGR	Total	1.258.296,07	1.250.363,59	1.245.218,10	1.239.921,61	1.234.635,42	1.229.346,14	1.224.109,14	1.218.857,44	1.213.618,14	1.208.376,14	1.203.134,14	1.197.892,68



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 “J” 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



SGAN - Quadra 603 / Módulo "J" 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 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	413.188,89	-	-	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	16.035.801,44
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	17.271.375,99
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	-	-	27.295.931,64	158,51	-	-	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	-	-	211.811.200,64	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 TÍCIANA 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	5.735.498,37	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	84.008.781,28	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	(33.117.954,23)	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	7.558.929,75	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	4.969.867,16
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	7.175.835,22	1.928.958,80	31.652.911,14	9.064.113,97	(2.398.574,39)	17.855,77	-	-	-	(2.380.118,62)	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	-	-	-	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	41.307.742,16	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	14.433.311,70	27.950.572,51	57.574.525,44	1.469,66	-	-	73.518,67	336.700.086,28
jan/08	28.552.021,63	10.197.727,28	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	30.281.673,91	9.627.986,89	2.191.996,72	27.995.114,61	9.124.472,54	4.122.070,37	480,68	326.173,19	-	-	68.683,18	(272.409.700,17)
mar/08	35.078.734,45	10.070.078,35	2.697.519,59	27.584.175,42	9.426.713,32	11.555.443,64	538,34	-	-	-	11.725.030,33	5.401.656,33
abr/08	37.454.696,93	10.638.298,90	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
mai/08	40.964.690,89	10.172.429,84	2.678.107,46	34.650.200,52	10.596.973,02	9.108.054,66	15.368,60	10.229,46	-	-	169.266,79	9.302.919,47
jun/08	41.492.453,98	10.777.746,99	2.544.436,75	33.967.933,70	10.422.425,92	9.282.726,10	12.038,81	9.369,89	-	-	183.033,74	10.028.720,54
jul/08	44.609.267,90	10.428.208,00	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
ago/08	42.585.322,40	12.643.042,25	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	7.615.307,72
set/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)
out/08	45.950.890,24	11.716.712,13	2.929.178,03	42.129.584,32	12.456.883,16	5.971.348,72	985,65	11.579,95	-	-	211.529,66	6.190.443,92
nov/08	41.144.746,25	16.201.687,73	4.050.421,93	38.039.858,29	10.965.789,61	14.391.208,02	1.806,43	17.810,22	-	-	209.278,56	14.620.103,23
dez/08	43.363.572,92	15.977.666,10	3.874.416,53	45.502.922,35	11.533.320,17	5.699.413,03	-	-	-	-	211.987,15	5.913.400,28
jan/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	15.980.854,21	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	5.221.894,30
ago/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
set/09	45.765.348,61	15.812.871,84	3.953.217,96	46.370.093,55	15.401.556,86	3.759.788,00	460,76	-	-	-	343.199,42	4.103.448,18
out/09	50.023.710,80	16.439.936,65	4.109.984,16	51.338.646,93	15.902.926,15	3.323.058,53	-	-	-	-	376.838,29	3.708.896,82
nov/09	47.673.302,16	16.425.347,00	4.106.336,75	45.348.574,53	15.640.605,22	7.125.806,16	114,61	-	-	-	330.040,45	7.545.961,22
dez/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
jan/10	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
fev/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
mar/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
abr/10	51.418.772,17	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)
mai/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
jun/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
ago/10	52.160.184,42	19.347.725,23	4.836.931,31	50.753.305,88	19.464.808,01	6.126.710,47	-	135,58	-	-	570.383,75	6.697.280,41
set/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
out/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)
nov/10	61.135.634,17	20.085.623,00	5.021.405,75	-	-	88.242.662,92	18.576,51	183.500,58	-	-	881.005,06	89.325.745,08
dez/10	61.015.096,08	17.377.868,17	4.784.467,04	53.056.955,33	18.600.878,10	13.279.597,86	-	-	-	-	747.869,62	14.027.467,49
jan/11	59.531.898,21	14.456.705,39	3.614.176,35	63.135.634,17	20.085.623,00	(5.618.477,2						



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>