

Premissas Orçamentárias

Contas Setoriais 2022











SUMÁRIO

1.	OBJ	ETIVO	5
2.	INTE	RODUÇÃO	ç
	2.1.	BREVE HISTÓRICO DAS CONTAS SETORIAIS	. 10
	2.1.	1. Conta de Desenvolvimento Energético	. 10
	2.1.	2. Conta de Consumo de Combustíveis	. 10
	2.1.	3. Reserva Global de Reversão	. 11
3.	PAP	PÉIS E RESPONSABILIDADES - CONTAS SETORIAIS	. 12
	3.1.	CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO	. 12
	3.2.	CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS	. 13
	3.3.	RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO	. 15
4.	CEN	NÁRIO MACROECONÔMICO E SETORIAL	. 16
5.	CON	MPOSIÇÃO DA CDE	. 17
	5.1.	ORÇAMENTO CDE	. 21
	5.2.	COMPARATIVOS CDE	. 23
	5.2.	.1. Premissas adotadas	. 25
	5.2.	1.1. Premissas do PAC CDE - Carvão Mineral	. 26
	5.2.	1.2. Resultado de Fiscalização - Carvão Mineral	. 31
	5.2.	1.3. Resultados Carvão Mineral	. 32
	5.2.	2. Premissas não consideradas	. 33
6.	CON	NTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS	. 34
	6.1.	SISTEMA ISOLADO	. 34
	6.1.	.1. Alterações nos Sistemas	. 35
	6.2.	COMPOSIÇÃO DA CCC	. 37
	6.3.	ORÇAMENTO PAC CCC	. 39
	6.4.	COMPARATIVOS CCC	. 41
	6.4.	-1. Premissas do PAC CCC	. 42
	6.4.	-1.1. Características dos contratos utilizados	. 47











	6.4.2.	Resultados CCC	54
	6.4.2.1.	. Análise Comparativa	56
	6.4.2.2	. Variações Reembolso Final CCC	61
	6.4.3.	Resultado de Fiscalização e Sobrecontratação	73
	6.4.4.	Premissas não consideradas	73
7.	RESERV	'A GLOBAL DE REVERSÃO	74
7	'.1. CO	DMPOSIÇÃO DA RGR	74
7	'.2. OR	RÇAMENTO RGR	77
7	'.3. CO	DMPARATIVOS RGR	79
	7.3.1.	Premissas adotadas	80
	7.3.2.	Premissas não consideradas	81
8.	ORÇAM	1ENTO CONTAS SETORIAIS 2022 - CONSOLIDADO	82
9.	BOLETIN	M MENSAL - INFO CONTAS SETORIAIS	83
10.	ANEX	(OS	84
1	.0.1.	ANEXO A – CONTAS SETORIAIS – CDE, CCC e RGR	84
	A.I – Of	fício nº 219/2021-SGT/Aneel	84
1	.0.2.	ANEXO B – CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – CDE	87
	B.I – Of	fício nº 59/2021	87
	B.II - Cu	ustos Administrativos, Financeiros e Tributários – CAFT	89
	B.III – N	Memorando nº 107/2017-SRG	103
	B.IV - P	Previsão reembolso de Carvão Mineral - Diamante	105
	B.V - Pr	revisão reembolso de Carvão Mineral - Copel	106
	B.VI - P	Previsão reembolso de Carvão Mineral - CGT Eletrosul	107
	B.VII - A	Apuração Ea-1 – Carvão Mineral	108
	B.VIII -	Índices de Eficiência Energética das Usinas a Carvão Mineral	109
	B.IX - P	Projeção do reembolso de Carvão Mineral – Competência	110
1	0.3	ANEXO C – CONTA DE CONSLIMO DE COMBLISTÍVEIS – CCC	111











	C.I - Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados	111
	C.II – Cronograma SIGFI e MIGDI - MME	126
	C.III - Custo Total de Despesa Acessória por Beneficiários	127
	C.IV - Custo de Óleo Combustível por Beneficiários	128
	C.V – Custo de Óleo Diesel por Beneficiários	129
	C.VI – Custo de Gás Natural por Beneficiários	130
	C.VII – Custo de Geração Própria por Beneficiários	131
	C.VIII – SIGFI e MIGDI	132
	C.IX – CCESI por Beneficiários	133
	C.X - CCVEE por Beneficiários	136
	C.XI – CCVEE – Gás Natural por Beneficiários	137
	C.XII – CTG por Beneficiários	138
	C.XIII – Custo de Sub-Rogação por Beneficiários	143
1	0.4. ANEXO D – RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO – RGR	144
	D.I - Memorando nº 524/2017 SFF-Aneel	144
	D.II – Projeção Eletrobras - CAFT BUSA	147
	D.III - Projeção Eletrobras 2022 - Recebíveis sem IR	149
	D.IV - Ofício nº 400/2017/SFF/Aneel	150
	D.V Ofício nº 285/2019-DIR/Aneel	160

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
- CPEE Contratos de Potência e Energia Elétrica
- 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-DI - Índice Geral de Preços de Disponibilidade Interna

IGP-M - Índice Geral de Preços do Mercado

IPA-DI - Índice de Preços por Atacados – Disponibilidade Interna

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 médios

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
 - SCD Sistema de Coleta de Dados
 - Selic Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
 - SFF Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira
 - SGT Superintendência de Gestão Tarifária

- 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
- SRG Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração
- TFSEE Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
- TUSD Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
- TUST Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão
- UBP Utilização do Bem Público
- VGP Valor de Geração Própria

1. OBJETIVO

Este relatório tem por objetivo apresentar a proposta do orçamento das Contas Setoriais para o ano de 2022 da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Conta de Consumo de Combustíveis - CCC e Reserva Global de Reversão - RGR, reunindo em único documento as premissas utilizadas para sua elaboração.

2. INTRODUÇÃO

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

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

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

A figura abaixo demonstra o fluxo financeiro da CDE:

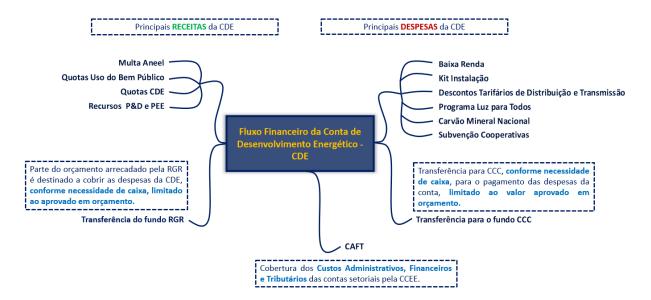


Figura 1 - Fluxo Financeiro - CDE

2.1. BREVE HISTÓRICO DAS CONTAS SETORIAIS

2.1.1. 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 de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

A previsão orçamentária da CDE engloba não somente as atribuições da referida conta, mas também as da RGR e CCC.

2.1.2. Conta de Consumo de Combustíveis

A Resolução Normativa - REN nº 801/2017 dispõe sobre os procedimentos para planejamento, formação, processamento e o gerenciamento da CCC, cujos dispêndios são cobertos com recursos da CDE por meio das quotas.

A CCC é um benefício do setor elétrico brasileiro arrecadado por meio da CDE, de forma a subsidiar os custos anuais de geração em áreas ainda não integradas ao Sistema Interligado Nacional - SIN, chamadas de Sistemas Isolados.

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

2.1.3. 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.

3. PAPÉIS E RESPONSABILIDADES - CONTAS SETORIAIS

As especificações de cada conta, quanto aos papéis e responsabilidades, descritas a seguir, assumem como base o Decreto nº 9.022/2017 para a CCC, CDE e RGR e a REN nº 801/2017, emitida pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, para CCC e CDE - Carvão Mineral.

3.1. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

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

- CCEE: elaborar e consolidar o orçamento da CDE e calcular o Plano Anual de Custos PAC
 Carvão Mineral e da CCC, a partir dos dados encaminhados pelo Ministério de Minas e Energia
 MME, Aneel, ONS e Eletrobras;
- MME: repassar a previsão de gastos com a universalização do serviço de energia elétrica no território nacional; da transferência de recursos do Orçamento Geral da União - OGU, sujeita à disponibilidade orçamentária e financeira; dos dispêndios do Programa Luz para Todos - PLpT e Mais Luz para a Amazônia - MLA;
- Aneel: encaminhar os valores de custeio dos descontos tarifários para o mercado regulado de cada distribuidora e seu saldo remanescente, por meio de quotas da CDE (atualizado pela Inflação Acumulada Atual IPCA); os valores de subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda; os pagamentos anuais realizados a título de Utilização do Bem Público UBP; os pagamentos de multas aplicadas pela Aneel; resultados de fiscalização da conta e abertura de consulta pública para aprovação do orçamento anual;

3.2. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS

A REN nº 801/2017 dispõe sobre a gestão da CCC, cujos dispêndios serão cobertos com recursos da CDE por meio das quotas. As responsabilidades de cada parte são destacadas a seguir:

- CCEE: calcular o custo total com geração própria; proceder ao reembolso preliminar do custo de aquisição de combustíveis; calcular e divulgar, até o último dia útil do mês de referência, o limite do reembolso preliminar; enviar à Aneel os relatórios extraídos do sistema de cadastro de notas fiscais de combustíveis com os insumos para cálculo dos valores transferidos referentes ao Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços ICMS, ao Programa de Integração Social e o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público PIS/PASEP e à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social COFINS; divulgação das informações conforme art. 54 da referida REN;
- Aneel: calcular o custo médio da energia e potência comercializadas pelos agentes de distribuição no Ambiente de Contratação Regulada - ACR; fiscalizar os cálculos de transferência pela CCEE e devolução realizadas pelo agente beneficiário, bem como apurar e fixar as eventuais diferenças, a maior ou a menor, a serem recebidas pelo agente ou devolvidas à CCC; aprovar o Plano da Operação Energética dos Sistemas de Transmissão Localizados nos Sistemas Isolados - PEN Sisol;
- ONS: elaborar o PEN Sisol 2022 e Plano da Operação Elétrica dos Sistemas de Transmissão Localizados nos Sistemas Isolados 2022 - PEL Sisol, detalhado no <u>Anexo C.I</u>, com indicação das quantidades previstas de combustíveis e de geração de todas as fontes disponíveis, além da importação de energia, para fins de consolidação do PAC CCC;
- Agentes de distribuição: informar o custo total com contratação de potência e energia elétrica
 à CCEE incluindo os contratos de importação de energia e de reserva de capacidade firmados,
 percentual de arrendamento de máquinas, no caso de geração própria e os tributos não
 recuperados;
- Agentes de geração: informar a disponibilidade de geração, bem como as restrições eletro energéticas, conforme prazos estabelecidos na REN nº 801/2017.
- MME: responsável por enviar os 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,

de forma a subsidiar a CCEE com as informações para o cálculo da Operação e Manutenção - O&M dos referidos sistemas.

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

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

3.3. RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO

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

- **CCEE**: avaliar as diferenças entre as receitas e despesas para estabelecer o limite de recursos a serem transferidos à CDE, preservando o atendimento do cronograma de despesas da RGR;
- MME: dispor sobre as condições de desembolso; observar o calendário anual de elaboração do orçamento da RGR a fim de assegurar a condição mínima de sustentabilidade econômica e financeira da empresa;
- Aneel: estabelecer o cronograma de desembolso, a previsão, o acompanhamento e a fiscalização dos gastos relacionados à destinação de recursos;
- Eletrobras: 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.

4. CENÁRIO MACROECONÔMICO E SETORIAL

Atualmente, a conjuntura econômica brasileira é marcada pela incerteza de um mercado afetado pela Covid-19 e a preocupação com a disseminação de suas variantes que retardam a retomada, sobretudo das esferas de comércio e serviços, ao passo que a vacinação avança e configura esperança de um cenário mais benigno para a economia local. O cenário político é bastante desafiador com a proximidade das eleições de 2022 e o governo atual perdendo capital político ante as reformas e em meio à crise entre os três Poderes.

Somado a isso, o cenário internacional contempla incertezas pela crescente inflação, com a potencial retirada de estímulos fiscais na economia norte-americana, gargalo na oferta da cadeia global de suprimentos e a preocupação com o avanço da vacinação e flexibilização das medidas sanitárias.

A previsão da taxa de câmbio para 2022 está em R\$/US\$ 5,65, de acordo como boletim da LCA – Soluções Estratégicas em Economia (13/09/2021), devido à combinação da desvalorização do real, em razão das incertezas internas e a imprevisibilidade do dólar em um ano eleitoral.

O cenário doméstico permanece desafiador, ante ao descompasso entre a inflação de atacado e de varejo, com o Comitê de Políticas Monetárias promovendo sucessivos incrementos na Taxa Básica de Juros para arrefecê-las. O poder de compra das famílias apresenta-se deteriorado, com o Índice de Preços para o Consumidor Amplo - IPCA rondando os 9% a.a. em 2021, empurrando as projeções para um cenário adverso projetado a 5,19% a.a. para 2022, acima da meta de inflação perseguida pelo Banco Central, refletindo a alta dos preços de combustível, commodities e energia.

No âmbito do Setor Elétrico Brasileiro, o Preço de Liquidação das Diferenças - PLD figura no teto, sobretudo pela escassez hídrica que afeta os reservatórios, os despachos das usinas térmicas e a cobrança da bandeira de escassez hídrica como medidas emergenciais, que encarecem e refletem em reajustes tarifários mais elevados e custos adicionais nos preços dos produtos.

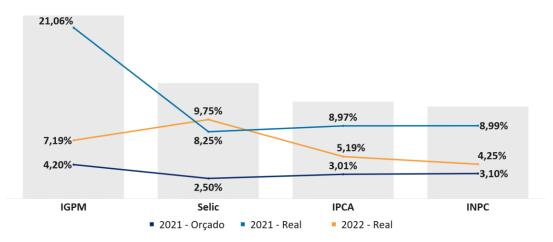


Gráfico 1 - Projeções 2022 - Fonte: LCA

5. COMPOSIÇÃO DA CDE

Os recursos da CDE advêm do encargo incluso nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição/transmissão, passíveis pagamentos da UBP, das multas aplicadas pela Aneel às concessionárias, permissionárias e autorizadas, além da possibilidade de a União realizar crédito na CDE. O orçamento da CDE para o ano de 2022 é composto pelas seguintes rubricas:

- Quota Uso: corresponde à diferença entre o total das necessidades de recursos da Conta e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes de receita. Esse valor é repassado por todos os agentes que atendem consumidores finais, cativos e livres, mediante encargo incluído nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão TUST e Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição TUSD, conforme a Lei nº 10.438/2002;
- Quota Transmissoras e Permissionárias: 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. E 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;
- 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, considerando a limitação do saldo existente em conta, além das projeções quanto às demais entradas e saídas de recursos;
- Baixa Renda: destinado àqueles consumidores de energia elétrica, que atendam a pelo menos uma das seguintes condições: i) são inscritos no Cadastro Único para Programas Sociais CadÚnico, com renda familiar mensal per capita menor ou igual a meio salário mínimo nacional; ii) renda familiar de até três salários mínimos, possuindo portador de doença ou deficiência que dependam do uso continuado de aparelhos que consomem energia elétrica; iii) tenham entre seus moradores quem receba o benefício de prestação continuada da assistência social.

Estes consumidores são beneficiados com a isenção do custeio da CDE e 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 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 se ter direito à cobertura dos custos. A REN nº 801/2017 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 possui acesso a esse serviço público. O Decreto nº 4.873/2003 estabelece que parte dos recursos necessários para o custeio do programa será oriundo da CDE. O PLpT foi instituído pelo Decreto nº 7.520/2011, alterado pela Lei nº 13.606/2018, até 2022 e o MLA foi instituído com a edição do Decreto nº 10.221/2020;

- 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;
- 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. Vale observar que 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;
- Reserva Técnica: Conforme previsto no <u>Submódulo 5.2 do PRORET</u>, 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 frustações de caixa, a exemplo de inadimplências e/ou ações judiciais.

5.1. ORÇAMENTO CDE

Para elaboração do orçamento da CDE, a CCEE consolidou as informações recebidas da Aneel, EPE, MME, Eletrobras e ONS. Abaixo, apresenta-se a proposta orçamentária para o ano de 2022 da respectiva conta.



Tabela 1 - Previsão Orçamentária CDE 2022 - (R\$)

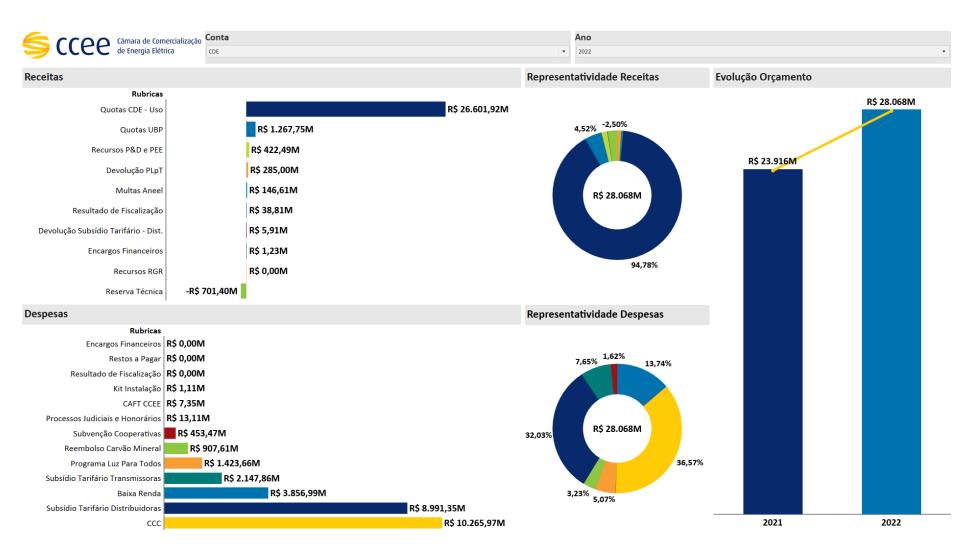


Gráfico 2 - Infográficos da proposta orçamentária da CDE 2022

5.2. COMPARATIVOS CDE

Quotas CDE - Uso

TOTAL

DÉFICIT

a) Análise comparativa entre o orçamento aprovado para 2021, melhor estimativa e a proposta orçamentária para 2022:



Tabela 2 – Comparativo Orçamentário – CDE (R\$)

7.021

4.152

35,86%

17,36%

5.793

2.136

27,84%

8,24%

19.581

23.916

20.809

25.932

-1.096

26.602

28.068

Abaixo, as justificativas das principais variações apresentadas na comparação entre o orçamento aprovado para 2021 com a referida proposta orçamentária para o ano de 2022:

- Baixa Renda: O acréscimo em 5,50% decorre do aumento do número de unidades consumidoras inscritas no CadÚnico e que possuem o direito de receber o benefício, não sendo incluída qualquer previsão de eventual incremento de beneficiários devido ao cadastramento automático aprovado pela Lei nº 14.203/2021.
- Subsídio Tarifário Transmissoras: O aumento expressivo de 106,06%, decorre
 principalmente da expectativa de ampliação de beneficiários associados às novas
 outorgas de geração emitidas no último ano. Além da contribuição do valor da tarifa
 TUST, que indica valores crescentes nos próximos anos devido ao reperfilamento da
 incorporação à base tarifária dos ativos não depreciados e amortizados (Rede Básica
 Sistema Existente).
- Subsídio Tarifário Distribuidoras: O aumento de 9,98% é devido principalmente ao reposicionamento dos custos durante os processos tarifários de 2021, ocasionado por múltiplos fatores, como o aumento tarifário e o maior número de beneficiários, além da recuperação do mercado em relação ao ano de 2020;
- Recursos P&D e PEE: A diminuição de 80,99% deriva dos montantes de P&D e PEE passivos e retroativos, visto que serão recolhidos somente no ano de 2021, como determinado no <u>Despacho nº 904/2021</u>. Desta forma, para o ano de 2022, os valores considerados tratam apenas do P&D e PEE corrente.

5.2.1. Premissas adotadas

As premissas adotadas para elaboração do orçamento 2022 estão listadas a seguir:

- a) Quota Uso: O valor previsto corresponde à diferença entre as necessidades de recursos e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes da CDE, com posterior rateio entre os agentes que comercializam energia com consumidor final;
- b) Quotas UBP: Previsão conforme Ofício nº 219/2021 Anexo A.I;
- c) Multas Aneel: Previsão conforme Ofício nº 219/2021 Anexo A.I;
- d) Pesquisa e Desenvolvimento P&D e Programa de Eficiência Energética PEE: Previsão conforme Ofício nº 219/2021 Anexo A.I;
- e) Baixa Renda: Previsão conforme Ofício nº 219/2021 Anexo A.I;
- f) Reembolso de Carvão Mineral: Reembolso calculado conforme REN nº 801/2017, Despachos nº 2.210/2020 e 2.218/2020, e contratos apresentados pelos beneficiários, além da projeção de reajuste, conforme informações recebidas e as estimativas de preço encaminhadas pela EPE;
- g) Resultado de Fiscalização Carvão Mineral: resultado de fiscalização da Subconta do Carvão Mineral por meio dos Despachos nº 2.218/2020 e 2.210/2020 para a Copel e Diamante, respectivamente Capítulo 6.2.1.2.;
- h) Programa Luz para Todos e Mais Luz para Amazônia: Previsão conforme Portaria MME nº 552/2021 e Ofício nº 59/2021 Anexo B.I;
- i) Kit Instalação: Previsão conforme Ofício nº 219/2021 Anexo A.I;
- j) Subvenção Cooperativas: Previsão conforme Ofício nº 219/2021 Anexo A.I;
- k) Subsídios Tarifários Distribuidoras: Previsão conforme Ofício nº 219/2021 Anexo A.I;
- I) Subsídios Tarifários Transmissoras: Previsão conforme Ofício nº 219/2021 Anexo A.I;
- m) Custos Administrativos, Financeiros e Tributários: Conforme relatório CAFT Anexo B.II.
- n) Reserva Técnica: Valor limitado a 5% do orçamento anual da CDE destinado para garantir o cumprimento da totalidade das obrigações do fundo setorial, podendo ser utilizado para cobrir contingências como variações entre os valores orçados e realizados, efeitos de decisões

judiciais e inadimplência dos agentes com o pagamento das quotas da CDE, dentre outras PRORET – Submódulo 5.2.

o) Ações Judiciais: contempla ações judiciais conhecidas pela CCEE, que tratam da CDE e possuem estimativa de risco contábil "provável" em outubro de 2021. Caso não ocorra o desembolso do valor ainda no ano de 2022, implicarão em saldo na conta a ser transportado para exercícios subsequentes e utilizado para a liquidação da ação em questão.

5.2.1.1. Premissas do PAC CDE - Carvão Mineral

A Subconta Carvão Mineral, cujos procedimentos para planejamento, formação, processamento e gerenciamento estão estabelecidos na REN nº 801/2017, 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 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), Complexo Jorge Lacerda (Diamante²) e Candiota III (CGT Eletrosul³), 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

² Revogada a outorga da UTE Charqueadas, a pedido da Tractebel, pela <u>REA nº 5.922/2016</u>, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2017

³ São Jeronimo e Presidente Médici extintas conforme Despacho nº 415/2018 e Portaria nº 488/2018

No PAC CDE - Carvão Mineral 2022, 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 801/2017:

- 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 Nota Técnica Projeções dos Preços dos Combustíveis Líquidos para
 Atendimento aos Sistemas Isolados e Usinas da Região Sul em 2022.

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 801/2017 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 <u>Anexo B.IX</u> e os resultados por beneficiário, estão detalhados nos <u>Anexos B.IV</u>, <u>B.V</u> e <u>B.VI</u>. 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

De acordo com o voto do processo nº 48500003535-2017-84 incluso no Despacho nº 3.555/2017, a usina Figueira (Copel) está em processo de modernização, cujo retorno operacional está previsto para dezembro de 2021.

Para calcular a eficiência energética da usina, conforme a referida REN nº 801/2017, é necessário a utilização dos dados de geração mais atuais disponíveis. Diante da ausência desses dados, está sendo considerada a eficiência do projeto de modernização, apresentado pelo beneficiário, podendo ser alterada conforme orientações da Agência.

O estoque de carvão mineral custeado pela CDE em 2021 e não consumido pela usina, devido sua inatividade, deverá ser descontado no cálculo da quantidade efetiva a ser reembolsada no próximo período, conforme determinado na REN nº 801/2017. Dessa forma, considerando o consumo de 6,25 mil toneladas de carvão mineral em dezembro de 2021, devido à previsão de retorno operacional da usina, a mesma apresenta como estoque 12,5 mil toneladas, correspondentes aos meses de julho a dezembro de 2021.

Em relação ao estoque histórico, conforme <u>Despacho nº 2.218/2020</u>, o montante a ser devolvido em 2022 corresponde a 5,8 mil toneladas, sendo esta, a última parcela de devolução.

Por fim, a última composição de Reembolso de Carvão Mineral, apresenta uma devolução decorrente da fiscalização, na quantidade de 1,9 mil toneladas, disposto no <u>item 6.2.1.2.</u> Com isso, a

quantidade efetiva a ser reembolsada de carvão é de 43,6 mil toneladas, haja vista a compra mínima de 60 mil toneladas. Para os óleos secundários a previsão informada pelo beneficiário para o ano de 2022 corresponde a 7,5 mil litros de óleo diesel.

O preço atual do carvão mineral é de R\$ 544,74 por tonelada, e para a estimativa de preço a partir da competência de janeiro de 2022, utilizou-se o índice de IPCA de 8,97% conforme determinado no contrato nº 4600016286/2018. Dessa forma, o preço estimado para a proposta orçamentária de 2022 foi de R\$ 593,61.

Diante do exposto, o valor apurado é de R\$ 26,13 milhões à Copel. Reitera-se que o reembolso considera a retomada da operação comercial da usina em dezembro de 2021, os óleos secundários e a eficiência apresentada no projeto de modernização.

Adicionalmente, no PAC - CDE Carvão Mineral 2021, o resultado de reembolso da Copel apresentou uma devolução de R\$ 11,9 milhões, determinado pelo Despacho nº 1.244/2021, o qual também aprova a devolução de óleos secundários não consumidos em 2020, no valor de R\$ 86,04 mil. Para o ano de 2022, observa-se o mesmo acontecimento, onde se faz necessária a devolução do valor de R\$ 86,7 mil referente aos óleos secundários não consumidos durante o ano de 2021.

b) CGT Eletrosul

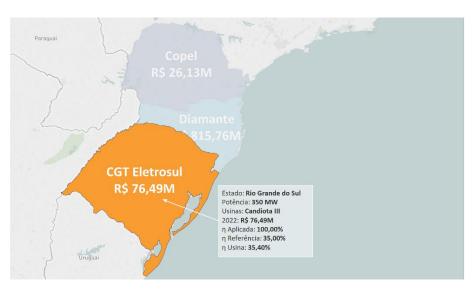


Figura 4 - Projeção de reembolso competência - CGT Eletrosul

Durante o período de envio de documentação à CCEE, a CGT Eletrosul sinalizou um novo fornecedor de carvão mineral, no qual a compra é realizada por meio da ata de registro de preço. Para tanto, a CCEE solicitou posicionamento da Aneel, por meio de carta para avaliar se a respectiva contratação deve ser considerada nesta proposta orçamentária.

Para o Ea-1 foi considerado o consumo previsto de 600 mil toneladas, informado pelo beneficiário para os meses de setembro a dezembro de 2021. Caso o consumo seja verificado, o Ea-1 será zero.

Em relação ao estoque histórico, conforme Memorando nº 107/2017-SRG - Anexo B.III, o montante a ser devolvido em 2022 corresponde a 715,3 mil toneladas, sendo esta, a última parcela de devolução. Ressalta-se que o montante poderá ser alterado caso a suspensão do Despacho nº 2.616/2020 seja revogada, conforme informado no item 6.2.1.2.

Por fim, a quantidade efetiva a ser reembolsada de carvão é de 484,7 mil toneladas, haja vista a compra mínima de 1,2 milhão de tonelada. Para os óleos secundários a previsão informada pelo beneficiário para o ano de 2022, corresponde a 100 mil litros de óleo diesel e 250 mil quilos de óleo combustível.

O preço por tonelada vigente do carvão mineral para a CGT Eletrosul de janeiro a março de 2022 é de R\$ 112,16. Para os meses de abril a dezembro de 2022, a atualização do preço deve seguir a fórmula estabelecida em contrato entre a usina e a carbonífera. Diante do exposto, foi considerado o reajuste informado pelo beneficiário de 10% obtendo-se o preço de R\$ 123,38, a ser confirmado por meio de laudo técnico no mês de reajuste (abril de 2022). Com isso, a proposta orçamentária para o reembolso do carvão mineral 2022 à CGT Eletrosul totaliza R\$ 76,49 milhões.

c) Diamante

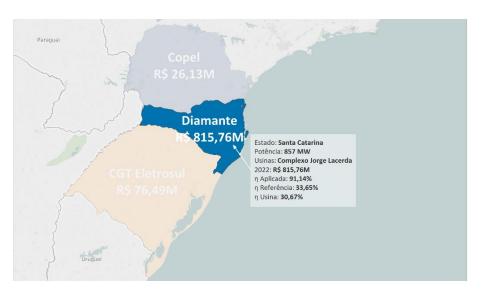


Figura 5 - Projeção de reembolso competência - Diamante

No ano de 2021 há o encerramento dos contratos de fornecimento de carvão mineral da Diamante, dessa forma, para o cálculo do reembolso a CCEE considerou o reajuste de 12% nos preços de 2021 e a manutenção da compra mínima dos fornecedores, conforme indicado pelo beneficiário.

Para o Ea-1 foi considerado o consumo previsto de 1,11 milhão de toneladas, informado pelo beneficiário, para os meses de setembro a dezembro de 2021. Caso o consumo seja confirmado, o Ea-1 será zero.

Em relação ao estoque histórico, conforme <u>Despacho nº 2.210/2020</u>, o montante a ser devolvido em 2022 corresponde a 141,9 mil toneladas, sendo esta, a última parcela de devolução.

Por fim, a última composição de Reembolso de Carvão Mineral, apresenta uma devolução ao beneficiário decorrente de fiscalização na quantidade de 68,3 mil toneladas, disposto no <u>item 6.2.1.2.</u> Com isso, a quantidade efetiva a ser reembolsada de carvão é de 2,1 milhões de toneladas, que considera a compra mínima de 2,4 milhões de toneladas. Para os óleos secundários a previsão informada pelo beneficiário para o ano de 2022 corresponde a 170 mil litros de óleo diesel. Com isso, a proposta orçamentária corresponde a R\$ 815,76 milhões para 2022.

5.2.1.2. Resultado de Fiscalização - Carvão Mineral

No ano de 2020, a Aneel deliberou o resultado de fiscalização da Subconta do Carvão Mineral, por meio dos Despachos nº 2.218/2020, 2.616/2020 e 2.210/2020 para a Copel, CGT Eletrosul e Diamante, respectivamente, alterando os montantes do estoque histórico indicados na REN nº 801/2017, os quais divergem do Memorando nº 107/2017-SRG - Anexo B.III, aplicado durante os anos de 2018, 2019 e 2020. O mesmo acontece com a apuração do Ea-1, uma vez que houve alteração do estoque final de 2017, com isso, o Ea-1 considerado na operação de 2018 também é modificado. As diferenças são consideradas nesta proposta e foram refletidos também no PAC – CDE Carvão Mineral 2021. Ressalta-se que o Resultado de Fiscalização da CGT Eletrosul está suspenso por decisão judicial, conforme informações contidas no Despacho nº 295/2021 e por isso, não está sendo considerado nesta proposta orçamentária.

Diamante - DSP 2.210/202	0
Dado	Quantidade (t)
Ehist (dez/2016)	709.712,00
Ehist (dez/2016)	797.341,00
Diferença Ehist aplicado em 2018, 2019 e 2020	- 52.577,40
Estoque dez/2017	426.147,00
Ea-1 em 2018	- 199.545,00
Ea-1 após Fiscalização	- 283.565,00
Diferença Ea-1 aplicado em 2018	- 84.020,00

Copel - DSP 2.218/2020	
Dado	Quantidade (t)
Ehist (dez/2016)	29.243,00
Ehist (dez/2016)	21.801,00
Diferença Ehist aplicado em 2018, 2019 e 2020	4.465,20
Estoque dez/2017	20.874,00
Ea-1 em 2018	-
Ea-1 após Fiscalização	- 8.369,00
Diferença Ea-1 aplicado em 2018	- 8.369,00

Tabela 3 - Resultado de Fiscalização Estoque Histórico - (T)

Adicionalmente aos despachos, há também o Resultado de Fiscalização Financeiro de janeiro de 2011 a abril de 2017, período Eletrobras, que averiguou os seguintes valores para a Diamante na proposta orçamentária de 2022:

Fis	Fiscalização Financeira - Período Eletrobras			
	Diamante - DSP 2.210/2020			
١	/alor (R\$)*	Devolução		
R\$	38.806.266,42	janeiro a dezembro de 2022		
*Os valores têm como base o montante devido				
atualizado até dezembro/2021.				

Tabela 4 - Resultado de Fiscalização Financeira - Diamante

Para a CGT Eletrosul, conforme já informado anteriormente, não há previsão neste item também, devido à suspensão do despacho. No que tange a Copel, os valores foram repassados pela CDE em parcela única no mês de janeiro de 2021.

5.2.1.3. Resultados Carvão Mineral

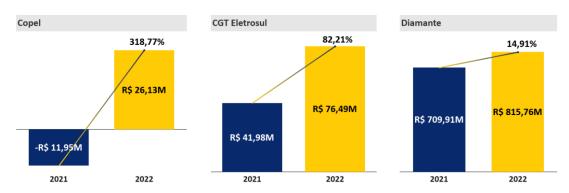


Gráfico 3 - Variação Reembolso 2021 x 2022 por beneficiário

- Copel: Variação de 318,77% justifica-se por: i) aumento da eficiência da usina em 100% ocasionado pelo fim das obras de modernização; ii) diminuição de 66,6% do Ea-1 causada pela compra mínima considerada somente para os meses de julho a dezembro de 2021, além da previsão de consumo informada pelo beneficiário no último mês do ano; iii) previsão de reajuste no preço do carvão mineral em 10,3% quando comparado ao aprovado na Nota Técnica nº 076/2021;
- **CGT Eletrosul:** Variação de 82,21% justifica-se por: i) aumento de 35,6% na quantidade efetiva de carvão a ser reembolsada, resultado da ausência de descontos do Ea-1 em 2022, visto o consumo de todo o estoque custeado pela CDE em 2021; ii) previsão de reajuste no preço do carvão mineral em 33,3% quando comparado ao aprovado na Nota Técnica nº 076/2021; iii) aumento de 87,1% no reembolso dos combustíveis secundários, haja vista o acréscimo de 40%

no consumo, conforme informado pelo beneficiário, e a elevação dos preços de óleo diesel e óleo combustível, sendo 43,9% e 27,9% respectivamente;

• Diamante: Variação de 14,91% justifica-se por: i) previsão de reajuste no preço do carvão mineral em 14,8% quando comparado ao aprovado na Nota Técnica nº 076/2021; ii) aumento de 57,7% no reembolso de óleo diesel, ocasionado pelo acréscimo no consumo em 10,3%, conforme informado pelo beneficiário, além da elevação nos preços do óleo diesel em 43,9%.

5.2.2. Premissas não consideradas

- a) Inadimplências de quotas;
- 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 2022, uma vez que é responsabilidade dos beneficiários;
- e) Resultado de Fiscalização Carvão Mineral: Despacho nº 2.616/2020 da CGT Eletrosul, suspenso integralmente pela decisão judicial nº 1000199-05.2021.4.01.0000, conforme informações contidas no Despacho nº 295/2021;
- **f) Saldo Inicial:** visto necessidade de revisão do orçamento 2021 não há expectativa de sobra a ser considerada no início de 2022.
- g) Receitas oriundas da privatização da Eletrobras: prevista para ocorrer no primeiro trimestre de 2022.

6. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS

6.1. SISTEMA ISOLADO

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

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

Além disto, a CCC reembolsa a Sub-rogação de obras, benefício destinado a projetos de geração 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 801/2017, 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, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Fernando de Noronha, pertencente ao estado de Pernambuco, totalizando 165⁴ sistemas com geração prevista de 442 MW médios para o ano de 2022.

Nas figuras a seguir, é possível visualizar a disposição dos sistemas e da geração por estado previstos para 2022, assim como a quantidade dos municípios atendidos no Sistema Isolado:

⁴ Conforme PEN SISOL 2022 do ONS

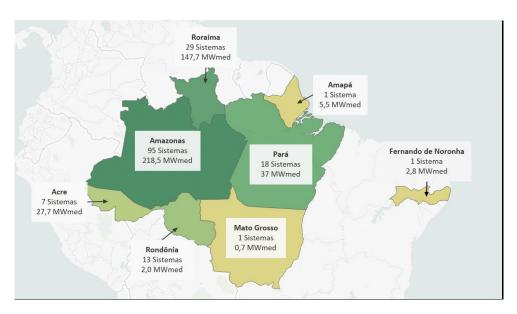


Figura 6 - Sistemas e geração por estado em 2022

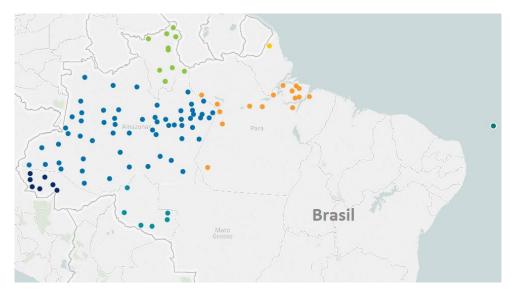


Figura 7 - Municípios pertencentes ao Sisol em 2022

6.1.1. Alterações nos Sistemas

Conforme apontado pelo ONS haverá uma redução de 47 localidades, principalmente pelas interligações, conforme tabela abaixo e o detalhamento apresentado no <u>Anexo C.I.</u>

Agentes distribuidores do Sistemas Isolados	Localidades 2021	Localidades 2022	2021 x 2022
Energisa Rondônia	22	13	-9
Energisa Mato Grosso	2	1	-1
Equatorial Pará	17	16	-1
Roraima	65	29	-36

Tabela 5 – Interligações previstas para 2022

De acordo com os dados encaminhados pelo ONS, a previsão da carga total das distribuidoras para o ano de 2022 corresponde a 442 MW médios, uma diminuição de 4,33% em relação ao ano de 2021.

Nos gráficos a seguir é possível observar o comparativo de geração entre o verificado de 2021 e o Plano Anual de 2022, além das variações de crescimento.

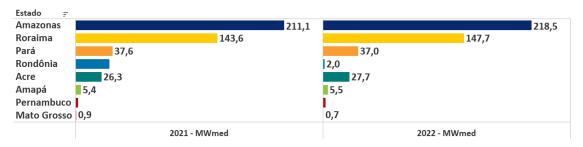


Gráfico 4 - Comparativo de geração por estado em MWméd Fonte: PEN SISOL ONS

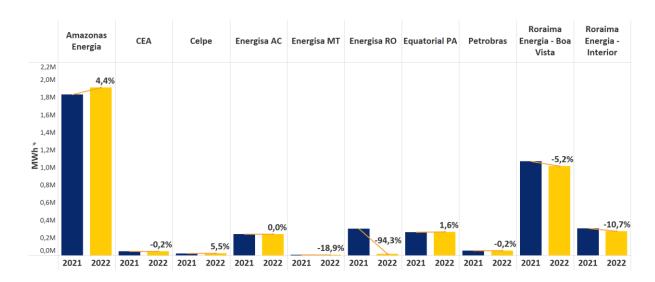


Gráfico 5 - Carga de Energia e Taxa de Crescimento Fonte: PEN SISOL ONS

6.2. COMPOSIÇÃO DA CCC

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

- Transferência do Fundo CDE: a partir da Lei nº 12.783/2013, a CDE ficou responsável por prover recursos para custear a CCC. Essas transferências são atualmente a principal fonte de subsídio do fundo, sendo previstas no Submódulo 5.2 do PRORET;
- Reembolso Mensal: os valores contabilizados nesta rubrica referem-se ao reembolso mensal dos agentes beneficiários, no montante igual à diferença entre o custo total de geração para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica no Sisol e o produto da quantidade correspondente de energia pelo custo médio do ACR no SIN, observado o nível eficiente de perdas elétricas, definido na REN nº 801/2017;
- **Sub-Rogação:** referem-se aos valores de parcelas a serem repassadas aos beneficiários que possuam obras em empreendimentos homologados que gerem redução de consumo, façam a substituição de energia termoelétrica, que utilizem combustíveis fósseis em Sistemas Isolados homologados, ou que levem a interligação ao SIN, via Resolução Autorizativa REA. O detalhamento dos critérios para atender aos requisitos da sub-rogação de empreendimento em operação comercial está descrito na REN nº 801/2017;
- Honorários de Sucumbência: o saldo desta rubrica é referente a valores provisionados para arcar com os honorários advocatícios, fixados em favor da parte vencedora nas decisões judiciais relacionadas ao fundo CCC;
- Ajuste Anual de Impostos: Anualmente, a CCEE deve apurar o cálculo do ajuste dos tributos recuperados para que as diferenças verificadas do aproveitamento de créditos de ICMS e de PIS/PASEP e COFINS sejam devolvidas à CCC ou ao beneficiário, conforme o caso;
- Sobrecontratação: Os custos de sobrecontratação de energia da distribuidora são considerados para fins de reembolso da CCC, quando homologados no processo de reajuste e revisão tarifária, incidem em custo a ser recebido pela distribuidora. A previsão orçamentária deste item é responsabilidade da Aneel;
- Resultado de Fiscalização: A fiscalização é um instrumento de que a Aneel dispõe para garantir
 o cumprimento das obrigações legais e contratuais pelas empresas do setor elétrico nas áreas
 de geração, transmissão e distribuição. Ela tem como finalidade preservar o interesse público

e assegurar a qualidade dos serviços prestados por empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas em operação no país. O processo de fiscalização alcança também o Sisol, controlando a qualidade dos serviços prestados pelas distribuidoras e seus fornecedores;

• Reprocessamento: O reprocessamento refere-se à revisão de valores de reembolsos mensais de competências já processadas, de períodos posteriores a maio de 2017, podendo ser alterados apenas por meio de solicitação do beneficiário, obedecendo o prazo limite, conforme REN nº 801/2017 e/ou determinada via ofício, pela Aneel, em virtude de ajustes nas informações previamente apresentadas.

6.3. ORÇAMENTO PAC CCC

A CCEE apurou o cenário base⁵ orçamentário para o ano de 2022 no qual apresenta uma previsão de reembolso a ser coberto pelo fundo CDE. A descrição do cenário está disposta a seguir:



ORÇAMENTO CCC 2022

ссс	JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO	ABRIL	MAIO	JUNHO	JULHO	AGOSTO	SETEMBRO	OUTUBRO	NOVEMBRO	DEZEMBRO	ORÇAMENTO 2022
SALDO INICIAL	-			-	-	-	-	-	-	-	-		-
Saldo Inicial	-	-	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-
ENTRADAS	-	•	•	-		-	-	-	-		-	-	•
Parcelamentos	-	-	-	-	-	1.5	(-	5-5	175			-	
Resultado de Fiscalização CCC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos Financeiros	-	-	-	(*)	(-)	(*)	1-1	8-1	(14)	190	1-1	-	-
TRANSFERÊNCIA DE OUTROS FUNDOS	1.076.083.265,75	787.674.565,07	740.949.988,67	1.237.127.142,42	783.506.953,38	797.631.749,08	782.378.794,59	801.512.372,10	809.981.180,44	800.868.856,49	825.784.242,56	822.473.701,77	10.265.972.812,3
Transferência Do Fundo CDE	1.076.083.265,75	787.674.565,07	740.949.988,67	1.237.127.142,42	783.506.953,38	797.631.749,08	782.378.794,59	801.512.372,10	809.981.180,44	800.868.856,49	825.784.242,56	822.473.701,77	10.265.972.81
SAÍDAS	1.076.083.265,75	787.674.565,07	1.208.701.273,93	769.375.857,16	783.506.953,38	797.631.749,08	782.378.794,59	801.512.372,10	809.981.180,44	800.868.856,49	825.784.242,56	822.473.701,77	10.265.972.812,3
Reembolso Mensal de CCC	165.041.883,50	172.601.727,53	159.942.849,29	150.126.366,83	161.997.841,94	158.538.572,01	163.222.928,39	158.404.442,90	165.872.932,86	170.732.985,59	167.840.662,90	175.789.809,99	1.970.113.00
Reembolso Preliminar CCC	625.597.082,73	520.819.271,60	489.899.618,39	524.728.917,93	517.451.061,91	534.371.835,83	524.529.010,62	546.541.990,47	561.833.094,80	553.189.594,87	580.702.360,11	565.747.186,18	6.545.411.02
Sub-Rogação	120.616.648,51	31.626.754,18	28.190.560,78	31.391.209,74	40.656.109,52	41.090.692,70	30.905.157,88	32.686.591,18	18.296.630,85	12.784.518,26	12.880.638,80	16.401.457,19	417.526.97
Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência	-	-	467.751.285,26	-	-	-	-	-	-	/ <u>-</u>	-	-	467.751.28
Ajuste Anual de Impostos	102.477.052,55	-	-	-	~	52.499,54	-	-	7-	-	-	-	102.529.55
Sobrecontratação	14.455.300,27	14.455.300,27	14.455.300,27	14.455.300,27	14.455.300,27	14.455.300,27	14.455.300,27	14.455.300,27	14.455.300,27	14.455.300,27	14.455.300,27	14.455.300,27	173.463.60
Resultado de Fiscalização CCC	46.445.646,73	46.445.646,73	46.445.646,73	46.445.646,73	46.445.646,73	46.445.646,73	46.445.646,73	46.445.646,73	46.445.646,73	46.445.646,73	46.445.646,73	46.445.646,73	557.347.76
		1.725.864,76	2.016.013,21	2.228.415,66	2.500.993,01	2.677.202,00	2.820.750,70	2.978.400,55	3.077.574,93	3.260.810,77	3.459.633,75	3.634.301,41	31.829.61
Encargos Financeiros	1.449.651,46	1.723.004,70	2.010.013,21	LILLOI 115,00									
Encargos Financeiros	1.449.651,46	1.723.604,70	2.010.013,21	LIZZOT123/00							1		

Tabela 6 - Previsão Orçamentária CCC 2022 - (R\$)

. .

⁵ PEN SISOL 2022 do ONS

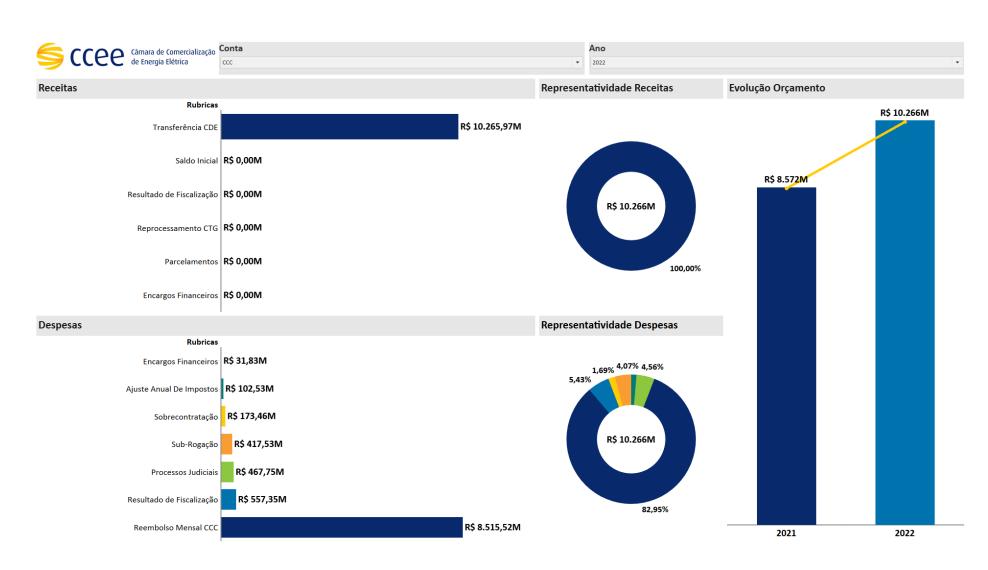


Gráfico 6 - Infográficos da proposta orçamentária da CCC 2022

6.4. COMPARATIVOS CCC

a) Análise comparativa entre o orçamento aprovado para 2021, melhor estimativa e a proposta orçamentária para 2022:



COMPARATIVO CCC

ORÇAMENTO CCC (e	m R\$ milhões)				VARIA	ÇÕES	
DESPESAS	2021	ME 2021	2022	2022 x 2021 (R\$)	2022 x 2021 (%)	2022 x ME 2021 (R\$)	2022 x ME 2021 (%)
Reembolso Mensal CCCC + Preliminar	-7.724	-9.269	-8.516	-792	10,25%	753	-8,13%
Processos Judiciais e Honorários	0	0	-468	-468	0,00%	-468	0,00%
Resultado de Fiscalização	-203	-184	-557	-354	174,68%	-374	203,54%
Ajuste Anual de Impostos	-0	-1	-103	-102	44247,23%	-102	16117,81%
Sub-Rogação	-374	-400	-418	-44	11,64%	-18	4,41%
Encargos Financeiros	-9	-16	-32	-22	235,92%	-16	101,38%
Sobrecontratação	-261	-345	-173	88	-33,60%	172	-49,75%
TOTAL	-8.572	-10.214	-10.266	-1.694	19,77%	-52	0,51%
RECEITAS	2021	ME 2021	2022	2022 x 2021 (R\$)	2022 x 2021 (%)	2022 x ME 2021 (R\$)	2022 x ME 2021 (%)
Reprocessamento CTG	91	66	0	-91	-100,00%	-66	-100,00%
Saldo Inicial	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
Parcelamentos	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%
Resultado de Fiscalização	0	246	0	0	0,00%	-246	-100,00%
Encargos Financeiros	0	5	0	0	0,00%	-5	-100,00%
Transferência da CDE	8.481	9.898	10.266	1.785	21,05%	368	3,72%
TOTAL	8.572	10.214	10.266	1.694	19,76%	40	0,51%

Tabela 7 - Comparativo Orçamentário - CCC (R\$)

As variações por rubricas entre o PAC CCC 2021 e a proposta orçamentária de 2022 serão apresentadas nos próximos capítulos, visto a necessidade de mais detalhamento de cada item.

6.4.1. Premissas do PAC CCC

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

a) Reembolso Mensal:

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

I) Geração

Os dados de carga dos Sistemas Isolados e as disponibilidades de geração foram apresentados no PEN Sisol 2022 elaborado pelo ONS, e seu detalhamento é apresentado no Anexo C.I., os quais subsidiaram os volumes de combustíveis e a geração de energia elétrica para os cálculos do reembolso mensal da CCC.

Para os meses de competência novembro e dezembro de 2021, que correspondem aos meses caixa de janeiro e fevereiro de 2022, a CCEE recalcula o reembolso com base nas premissas utilizadas nesta proposta orçamentária, porém sem a atualização dos dados de geração, visto que o ONS não encaminha uma reavaliação da previsão desses meses, uma vez que foram considerados no PEN Sisol anterior.

II) Preço referência para Combustível

A CCEE, em busca de maior assertividade, mantém para 2022 a parceria com a EPE para a estimativa de preços dos combustíveis líquidos.

Para o Óleo Diesel e Óleo Combustível A1, foi utilizado como preço base o projetado pela Diretoria de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis da EPE, encaminhado à CCEE na Nota Técnica — Projeções dos Preços dos Combustíveis Líquidos para Atendimento aos Sistemas Isolados e Usinas da Região Sul em 2022;

III) Fator de Corte

No âmbito da CCC, o fator de corte é utilizado na composição dos recursos liberados às distribuidoras na cobertura dos custos com contratação de energia. O Fator de Corte de Perdas Regulatórias por beneficiário considerado no cálculo dos reembolsos mensais foram definidos por meio do <u>Despacho nº 3.154/2021</u>.

Concessionária	Fator de Corte
Amazonas *	0,810
Energisa Rondônia	0,943
Roraima	1,000
Energisa Acre	1,000
Energisa Mato Grosso	0,948
Celpe	0,951
Celpa	0,959
Cea**	1,000

Tabela 8 - Fator de Corte 2022

*O fator de corte homologado para a Amazonas Energia não será utilizado, devido ao termo de compromisso⁶ sob a vigência da MP nº 855/2018, o qual assegura o pagamento das ineficiências à distribuidora;

** O fator de corte para a 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 2022, o valor definido por meio do <u>Despacho nº 3.104/2021</u> é de R\$ 274,01/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 do restante das usinas dos Leilões nº 02/2016 (Amazonas) e 01/2019 (Roraima).

Nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados - CCESI celebrados entre os beneficiários e seus fornecedores, foi utilizado o valor de adição de óleo biodiesel na composição da sua parcela variável, considerando os termos da Lei nº 13.033/2014 e RE nº 16/2018 - CNPE.

As Usinas: Balbina, Aparecida, Jaraqui, Tambaqui, Ponta Negra, Cristiano Rocha, Manauara, Mauá 3, Anamã, Anori, Caapiranga, Codajás e as PCHs/CGHs - estas, citadas na tabela 9 - apesar de conectadas ao SIN, permanecem com direito de receberem o reembolso

⁶ Firmado em março de 2019 entre a CCEE e a Amazonas Energia

dos custos de geração definidos nos contratos bilaterais, celebrados anteriormente à sua interligação.

	Pequenas Centrais Hidrelétricas	- PCHs do SIN	
Beneficiário	Agente Vendedor	CEG	Usina
Energisa Rondônia	Hidroluz Centrais Elétricas	PCH.PH.RO.002569-0.01	PCH SALDANHA
Energisa Rondônia	Central Hidrelétrica Martinuv	CGH.PH.RO.029211-7.01	CGH MARTINUV
Energisa Rondônia	Hidroelétrica Chupinguaia	PCH.PH.RO.029373-3.01	PCH CASCATA CHUPINGUAIA
Energisa Rondônia	Eletron Eletricidade De Rondônia	PCH.PH.RO.000058-2.01	PCH ALTA FLORESTA
Energisa Rondônia	Jfg Energia	PCH.PH.RO.000396-4.01	PCH CACHOEIRA
Equatorial Pará	Curuá Energia	PCH.PH.PA.028672-9.01	PCH SALTO CURUÁ
Equatorial Pará	Buriti Energia	PCH.PH.PA.028671-0.01	PCH SALTO BURITI
Energisa Mato Grosso	Centrais Elétricas Salto Dos Dardanelos	PCH.PH.MT.028780-6.01	PCH FAXINAL II
Energisa Mato Grosso	Paranatinga Energia	PCH.PH.MT.028832-2.01	PCH PARANATINGA II
Energisa Mato Grosso	Maggi Energia	PCH.PH.MT.028395-9.01	PCH SANTA LÚCIA II
Energisa Mato Grosso	Juruena Energia	UHE.PH.MT.027417-8.02	UHE ARIPUANÃ
Energisa Mato Grosso	Centrais Elétricas Salto Dos Dardanelos	CGH.PH.MT.000935-0.02	PCH FAXINAL I
Energisa Mato Grosso	Hidrelétrica Comodoro	CGH.PH.MT.001447-8.01	CGH MASUTTI
Energisa Mato Grosso	Hidrelétrica Comodoro	PCH.PH.MT.027274-4.01	PCH RIO PRATA
Energisa Mato Grosso	Hidrelétrica Comodoro	CGH.PH.MT.030640-1.01	CGH MARGARIDA
Energisa Mato Grosso	Maggi Energia	PCH.PH.MT.027987-0.01	PCH SANTA LÚCIA

Tabela 9 - PCHs com reembolso dos custos de geração

VI) Geração Própria

Os custos de algumas distribuidoras foram divididos entre custos de geração própria e custos de geração própria referentes à locação, os quais seguiram as premissas definidas na REN nº 801/2017 dos valores limites constantes no seu anexo III, como também o Valor de Geração Própria - VGP vigentes definidos por meio de comandos regulatórios.

Para os custos de geração própria referentes à locação da Amazonas Energia também foram considerados os custos ineficientes, por força da MP n^2 855/2018.

Estão incluídas na rubrica de geração própria os reembolsos de SIGFI e MIGDI das regiões remotas do Sisol, aquelas já homologadas no Sistema de Informações de Geração da Aneel - SIGA, em operação comercial, bem como as previsões dos referidos sistemas para entrar em operação comercial em 2022, conforme cronograma de conclusão anual das obras, encaminhado pelo MME - Anexo C.III.

As usinas da capital de Roraima, assim como algumas do interior, que até 2021 eram atendidas por meio de contratos de locação, em 2022 serão substituídas por usinas de contratos do tipo CCESI (Leilão nº 01/2019).

VII) Combustível

Para o reembolso do gás natural foram considerados os limites de consumo eficientes conforme determinado na REN nº 801/2017. 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 Amazonas GT (Eletronorte) e a Companhia de Gás do Amazonas, desde que a venda da energia gerada se dê exclusivamente em leilões regulados.

Para o reembolso do Óleo Diesel e Óleo Combustível A1 foram adotados os limites de consumo definidos na REN nº 801/2017 e os preços projetados pela EPE. Para o beneficiário Amazonas Energia, por força da MP nº 855/2018, os consumos glosados devido à aplicação desses limites foram considerados como custos ineficientes.

VIII) Reembolso de impostos não recuperados

A premissa dos impostos não recuperados (ICMS, PIS e COFINS) baseou-se nas informações enviadas pelos beneficiários na ocasião do ajuste anual 2020 e as declarações mensais de 2021.

Em específico para a Roraima Energia, até a previsão orçamentária de 2021, a empresa declarou o percentual de não recuperação de PIS e COFINS igual a zero. Porém, durante a apuração do ajuste anual de tributos realizada em maio de 2021, a mesma alterou o percentual para 100%. Diante disso, a CCEE utilizou para elaboração desta proposta orçamentária o último percentual informado.

	Impostos não Recuperados										
Beneficiário	% Não Recuperado (PIS/COFINS)	% Não Recuperado (ICMS)									
Amazonas	100%	100%									
Cea	100%	100%									
Celpe	100%	100%									
Energisa Acre	100%	0%									
Energisa Mato Grosso	100%	9%									
Energisa Rondônia	100%	0%									
Equatorial Pará	20%	0%									
Roraima	100%	100%									
Amazonas GT (Aparecida)	0%	0%									
Amazonas GT (Mauá 3)	0%	100%									
Petrobrás	100%	100%									
Gera	100%	100%									
Jaraqui	100%	100%									
Manauara	100%	100%									
Raesa	0%	100%									
Tambaqui	100%	100%									

Tabela 10 - Percentual de Impostos não recuperados

IX) Reembolso Preliminar

Conforme REN nº 801/2017, o reembolso preliminar é previsto até 31 de dezembro de 2020. Entretanto, conforme carta enviada à Aneel, a CCEE manteve a operacionalização do Reembolso Preliminar, uma vez que tal pagamento é fundamental para a garantia do suprimento de energia elétrica nas regiões atendidas pelo Sisol.

O Reembolso Preliminar é realizado com base semanal para Roraima Energia, devido à operação em excepcionalidade desde a interrupção da importação de energia da Venezuela para o estado de Roraima, determinado pela Aneel nos Ofícios nº 87/2019, 95/2019 e 105/2019 como resposta à determinação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE de garantir o fornecimento desse estado.

A Aneel deliberou ainda por meio destes ofícios, a não aplicação de limite previsto na REN nº 801/2017 para o beneficiário Roraima Energia, de modo a permitir a utilização plena dos créditos de reembolso preliminar em favor dos fornecedores do beneficiário citado.

De acordo com os mesmos Ofícios, a excepcionalidade deverá ser mantida apenas até a entrada em operação das usinas do Leilão nº 01/2019 previstas para meados de 2022.

b) Ajuste Anual de Tributos

Por meio do recebimento das comprovações fiscais e contábeis do exercício de 2020, apuradas em maio de 2021, foi possível realizar os ajustes das diferenças mensais de reembolso de créditos de impostos não recuperados para o exercício analisado. De acordo com a documentação recebida, foi constatado que nos meses anteriores houve apresentação de percentuais de recuperação de impostos divergentes do consistido no ajuste anual. A CCEE previu neste orçamento recursos para um ajuste do exercício de 2021, que será realizado até 15 de maio de 2022, conforme a REN nº 801/2017.

Adicionalmente, o reembolso do ajuste anual de tributos de 2020 da Roraima Energia (apurado em 2021) será incluído no orçamento de 2022 conforme determinado no Ofício nº 239/2021 da Aneel.

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 2022.

A previsão de orçamento da sub-rogação de obras em andamento para 2022 considera o cronograma de desembolso das obras de interligações de Regiões do Estado de Rondônia (Energisa Rondônia), Pará (Equatorial Pará) e Amazonas (Amazonas Energia).

Já para as sub-rogações em operação comercial, a proposta prevê desembolsos mensais com base na energia medida, relacionado aos empreendimentos de Paranorte, Comodoro e Guariba (Energisa Mato Grosso), Alenquer (Equatorial Pará), Cristiano Rocha (Raesa), Manauara (Manauara) e Ponta Negra (Gera Amazonas).

d) Ações judiciais: contempla ações judiciais conhecidas pela CCEE, que tratam da CCC e possuem estimativa de risco contábil "provável" em outubro de 2021. Caso não ocorra o desembolso

do valor ainda no ano de 2022, implicarão em saldo na conta a ser transportado para exercícios subsequentes e utilizado para a liquidação da ação em questão.

6.4.1.1. Características dos contratos utilizados

Os contratos utilizados na elaboração do PAC CCC estão especificados a seguir e seus resultados para composição da proposta orçamentária estão nos <u>Anexos C.X, C.XI</u> e <u>C.XII</u>:

- 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 Amazonas GT: Contrato firmado entre a Amazonas GT e Amazonas Energia que inclui
 os custos de energia/potência, combustível e O&M. 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 termoelétrico;
- CCESI Leilão: Contratos destinados à comercialização de energia elétrica no Sisol, por quantidade, 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 Fontes Renováveis: Contratos por disponibilidade, proveniente de empreendimentos de geração futuros 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 Gás Natural: Contratos por disponibilidade, proveniente de empreendimentos de geração futuros 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.
- Contrato de Gás Natural: Contrato firmado entre a Amazonas GT e fornecedores. Tem como base geral as parcelas de commodity, transporte, margem e ramal termoelétrico, 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 préestabelecidos de gás natural, independentemente de sua utilização;
- 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 Locação: Contratos firmados entre o beneficiário e seus fornecedores para locação de unidades geradoras.

As tabelas a seguir contêm o detalhamento dos contratos citados acima:

					CCVEE				
Beneficiário	Nº Contrato	Adita- Mento	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato (Final)	Fornecedor	Empreendimento	índice de Reajuste do Contrato ¹	Período de Reajuste (data início - data fim*)	Preço da Energia [R\$/MWh]
Amazonas	87.495	1º TA	14/05/2013	01/03/2027	Amazonas GT	Balbina	IPCA	set/13 - out/aa	238,87
Amazonas	103.025	3º TA	12/07/2016	12/01/2022	Mil Energia Renovavel	Itacoatiara	IPCA	abr/17 - abr/aa	398,05
Energisa Mato Grosso	55	4º TA	15/01/2004	14/12/2022	Paranatinga	PCH Paranatinga II	IGPM	out/03 - mar/aa	106,00
Energisa Mato Grosso	312	2º TA	05/01/2003	05/01/2028	Maggi Energia	PCH Santa Lúcia II	IGPM	mai/00 - mai/aa	65,00
Energisa Mato Grosso	802	1º TA	10/09/2003	09/09/2027	Salto Dardanelos	PCH Faxinal II	IGPM	jul/03 - jul/aa	90,00
Energisa Mato Grosso	62/2005	4º TA	01/11/2005	10/12/2027	Juruena Energia	Aripuanã	IGPM	mar/05 - mar/aa	218,60
Energisa Mato Grosso	669/2000	1º TA	01/06/2000	31/05/2030	Maggi Energia	Santa Lúcia I	IGPM	mai/00 - mai/aa	70,00
Energisa Mato Grosso	82/1996	2º TA	08/08/1996	07/08/2026	Salto Dardanelos	Faxinal I	IGPM	jul/00 - mar/aa	73,85
Energisa Mato Grosso	956/99	1º TA	14/02/2000	09/09/2029	Hidrecom	Prata	IGPM	jan/00 - jan/aa	70,00
Energisa Mato Grosso	956/99	1º TA	14/02/2000	09/09/2029	Hidrecom	Margarida	IGPM	jan/00 - jan/aa	70,00
Energisa Mato Grosso	956/99	1º TA	14/02/2000	09/09/2029	Hidrecom	Masutti	IGPM	jan/00 - jan/aa	70,00
Energisa Rondônia	5	8º TA	22/03/1993	21/03/2023	Eletron	Alta Floresta	IGPM	nov/00 - set/aa	59,96
Energisa Rondônia	53	3º TA	20/03/2006	20/03/2026	Hidroluz	Saldanha	IGPM	out/05 - out/aa	117,00
Energisa Rondônia	79	9º TA	14/06/1993	13/06/2023	JFG Energia	Cachoeira	INPC	out/05 - out/aa	127,28
Energisa Rondônia	324	3º TA	01/06/2008	31/05/2028	Hidroeletrica Chupinguaia	Cascata Chupinguaia	IPCA	out/13 - out/aa	181,34
Energisa Rondônia	327	2º TA	23/11/2006	31/10/2026	Martinuv	Martinuv	IPCA	out/06 - out/aa	98,29
Equatorial Pará	81	3º TA	15/08/2008	19/12/2032	Curua Energia	Salto Curuá	IGPM	out/04 - jul/aa	119,00
Equatorial Pará	82	4º TA	31/10/2008	19/12/2032	Buriti Energia	Salto Buriti	IGPM	out/04 - jul/aa	119,00

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

Tabela 11 - Contratos CCVEE

						CCVEE Amaz	onas GT				
Beneficiário	Nº Contrato	Adita- Mento	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato (Final)	Fornecedor	Empreendimento	Índice de Reajuste do Contrato	Período de Reajuste (data início - data fim*)	Preço O&M ou RF + O&M [R\$/MWh]	Potência Contratada [MW]	Preço Potência [R\$/MW]
Amazonas	01/2018	(14)	17/04/2018	19/07/2025	Amazonas GT	Ponta Negra	IGPM	out/17 - out/aa	52,61	60,00	153.207,47
Amazonas	02/2018	100	17/04/2018	19/07/2025	Amazonas GT	Manauara	IGPM	out/17 - out/aa	49,06	60,00	148.644,93
Amazonas	03/2018	15	17/04/2018	19/07/2025	Amazonas GT	Jaraqui	IGPM	out/17 - out/aa	58,88	60,00	162.508,02
Amazonas	04/2018	12	17/04/2018	19/07/2025	Amazonas GT	Tambaqui	IGPM	out/17 - out/aa	58,88	60,00	162.296,06
Amazonas	05/2018	-	17/04/2018	19/07/2025	Amazonas GT	Cristiano Rocha	IGPM	out/17 - out/aa	54,54	65,00	159.741,36
Amazonas	06/2018	16	02/05/2018	30/11/2030	Amazonas GT	Anamã	IPCA	out/17 - out/aa	456,13	2,14	19
Amazonas	07/2018	85	02/05/2018	30/11/2030	Amazonas GT	Anori	IPCA	out/17 - out/aa	456,13	4,52	15
Amazonas	08/2018	823	02/05/2018	30/11/2030	Amazonas GT	Caapiranga	IPCA	out/17 - out/aa	456,13	2,14	-
Amazonas	09/2018	(4)	02/05/2018	30/11/2030	Amazonas GT	Codajás	IPCA	out/17 - out/aa	456,13	5,43	-

^{*} Meses bases para o número índice.

Tabela 12 - Contratos CCVEE Gás Natural - Amazonas GT

^{*} Meses bases para o número índice.

					CCESI Leilão					
Beneficiário	Nº Contrato	Adita- Mento	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato (Final)	Fornecedor	RAF [R\$/MWh]	O&M [R\$/MWh]	Comb [R\$/MWh] + Plog [R\$/l]	Preço da Energia [R\$/MWh]	Nº Usinas
Amazonas	109.251/2017	-	09/11/2018	30/11/2030	Amazonas GT	259,21	16,55	-	275,76	1
Amazonas	109.423/2017	-	11/12/2018	10/12/2023	VP Flexgen	156,94	20,18	852,89	1.030,01	3
Amazonas	109.424/2017	-	11/12/2018	10/12/2033	Consórcio Geração Amazonas	258,15	23,16	870,92	1.152,23	16
Amazonas	109.425/2017	-	11/12/2018	10/12/2023	VP Flexgen	48,89	58,81	882,29	989,99	1
Amazonas	109.426/2017	-	11/12/2018	10/12/2033	Powertech	87,25	33,55	855,21	976,00	7
Amazonas	109.432/2017	-	11/12/2018	10/12/2023	VP Flexgen	49,48	59,35	856,16	964,99	1
Amazonas	109.433/2017	-	11/12/2018	10/12/2033	Consórcio Geração Amazonas	278,05	26,12	866,63	1.170,80	16
Amazonas	109.438/2017	-	11/12/2018	10/12/2033	Oliveira Energia	346,26	29,11	779,64	1.155,00	16
Amazonas	109.439/2017	-	11/12/2018	10/12/2023	Oliveira Energia	491,66	29,55	766,78	1.287,99	6
Amazonas	109.440/2017	-	11/12/2018	10/12/2033	Oliveira Energia	258,75	26,33	777,92	1.063,00	20
Cea	098/2015	2º TA	01/11/2015	30/09/2031	Oiapoque 1	534,25	13,50	250,90	798,65	1
Energisa Acre	215/2015	3º TA	09/09/2016	29/01/2023	Guascor	113,78	40,00	846,22	1.000,00	3
Energisa Acre	217/2015	-	16/12/2015	30/03/2031	Amazonbio	1.145,45	40,00	915,86	2.101,31	4
Energisa Rondônia	118/2015	2º TA	21/10/2015	25/03/2031	Brasil Bio Fuels	488,00	24,78	940,14	1.452,92	10
Energisa Rondônia	220/2014	5º TA	31/12/2014	31/12/2022	Consórcio Novo Horizonte ²	381,71	15,00	542,23	938,94	16
Equatorial Pará	01/2016	2º TA	14/01/2017	13/01/2023	Guascor ³	269,27	22,79	935,94	1.228,00	16
Equatorial Pará	01/2016	2º TA	14/01/2017	13/01/2023	Soenergy ⁴	323,28	17,61	887,11	1.228,00	7

¹ O contrato é atendido por uma geração híbrida.

Tabela 13 - Contratos CCESI Leilão

	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 _o [R\$]	Receita Fixa - RFDemais _o [R\$]	Ccomb _o [R\$/MWh]	O&Mvar _o [R\$/MWh]			
Roraima	3	01/11/2019	27/06/2036	Brasil Bio Fuels	6,66	13,31	33.327.103,32	2.456.914,14	571,67	38,71			
Roraima	4	01/11/2019	27/06/2036	Brasil Bio Fuels	25,71	51,42	162.926.110,83	6.069.352,91	723,41	35,00			
Roraima	5	01/11/2019	27/06/2036	Palmaplan Energia SPE		10,98	(=)	12.805.487,50	605,96	24,45			
Roraima	6	01/02/2020	27/06/2036	Bonfim Geração e Comércio de Energia	4,08	10,00	3.039.084,90	31.045.146,10	85,00	302,00			
Roraima	7	28/02/2020	27/06/2036	Cantá Geração e Comércio de Energia	4,08	10,00	3.039.084,90	31.045.146,10	85,00	302,00			
Roraima	8	28/02/2020	27/06/2036	Pau Rainha Geração e Comércio de Energia	4,08	10,00	3.039.084,90	28.742.592,37	85,00	302,00			
Roraima	9	28/02/2020	27/06/2036	Santa Luz Geração e Comércio de Energia	4,08	10,00	3.039.084,90	28.742.592,37	85,00	302,00			

Tabela 14 - Contratos CCESI Fontes Renováveis

² Das usinas do Consórcio Novo Horizonte, apenas três não foram interligadas: Izidolândia, Pacaranã e Urucumacuã. Contrato postergado para garantia do atendimento às localidades restantes.

³ Das usinas da Guascor, seis localidades já foram interligadas: Alenquer, Almeirim, Cachoeira do Arari, Monte Alegre, Salvaterra e Soure.

 $^{^4}$ Das usinas da Soenergy, uma localidade já foi interligada: Santana do Araguaia.

	CCESI Gás Natural											
Beneficiário	Nº Contrato	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato (Final)	Fornecedor	Potência disponibilidade [MW]	Receita Fixa - RFDemais _o [R\$]	i [L/MWh]	Ccomb _o [R\$/MWh]	O&M [R\$/MWh]	Preço de Referência [R\$/MWh]		
Roraima	2	01/11/2019	27/06/2036	Azulão Geração de Energia S.A.	126,29	429.300.196,62	10,00	123,90	76,10	798,17		

Tabela 15 - Contratos CCESI Gás Natural

	Contrato de Gás Natural													
		Vigência do	Vigência do	Fornecedor	Preço [R\$/m³]				Índice de	Período de Reajuste (data início - data fim)				
Beneficiário	Nº Contrato	Contrato (Inicial)			Commodity	Transporte	Margem	Ramal Termoelétrico	Reajuste do Contrato	Commodity	Transporte	Margem	Ramal Termoelétrico	Nº Usinas
Amazonas GT	1.902	01/06/2006	01/06/2030	Cigás	0,1123	0,4491	0,0168	0,0568	IPCA	set/05 - set/aa*	dez/09 - nov/aa*	set/05 - set/aa*	out/11 - out/aa*	12

^{*} As atualizações do reajuste são realizadas anualmente no mês de referência determinado em contrato. Os períodos de reajuste referem-se aos meses bases para o número índice, sendo o reajuste aplicado no mês subsequente.

Tabela 16 - Contratos Gás Natural

	Contrato de Frete												
Tipo de Contrato	Beneficiário	Nº Contrato	Adita- Mento	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato ^{1,2} (Final)	Fornecedor	índice de Reajuste do Contrato	Período de Reajuste (data início - data fim*)	Nº Usinas	Preço Frete [R\$/I]	Valor Mensal ³ [R\$]		
Maritimo	Celpe	4600053167	-	04/06/2019	31/12/2022	Alfamares	IPCA	jun/19 - jun/aa	1	1,8	-		
Terrestre	Celpe	4600053167	-	04/06/2019	31/12/2022	Alfamares	IPCA	jun/19 - jun/aa	1	0,15	-		
Maritimo	Celpe	4600055079	-	23/12/2019	31/12/2022	Agemar	IPCA	dez/19 - dez/aa	1	1,96	-		
Terrestre	Celpe	4600055079	-	23/12/2019	31/12/2022	Agemar	IPCA	dez/19 - dez/aa	1	0,16	-		
Terrestre	Roraima	DFS OC 13364/2019	1º TA	24/04/2019	31/12/2022	Lucas E Zandonato	IPCA	abr/19 - abr/aa	49	-	108.470,20		
Fluvial	Roraima	DFS OC 13842/2019	1º TA	22/08/2019	31/12/2022	Oziel Mustafa	IPCA	ago/19 - ago/aa	19	-	80.750,00		

^{*} 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.

Tabela 17 - Contratos Frete

¹ Contratos da Celpe postergados pois o aditivo será celebrado ao longo do ano de 2022.

² Contratos da Roraima postergados até que ocorra entrada em operação comercial de todas usinas do contrato CCESI.

³ Estimativa considerando a quantidade de viagens constantes no contrato para cada usina por mês.

Contrato de Locação - Amazonas Energia												
Beneficiário	Nº Contrato	Lote do Contrato	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato ¹ (Final)	Período de Execução Contrato (Meses)	Adita- Mento	Fornecedor	Nº Usinas	Quantidade de Grupo Gerador	Potência Total do Lote [kW]	Tarifa* [R\$/MWh]	Custo por Grupo Gerador [R\$]
Amazonas	93.159	1	04/03/2021	31/12/2022	12	9º TA	Oliveira Energia	2	19	19.000	77,20	55.584,9
Amazonas	93.159	2	04/03/2021	31/12/2022	12	9º TA	Oliveira Energia	3	5	5.000	93,21	67.107,6
Amazonas	93.159	4	04/03/2021	31/12/2022	12	9º TA	Oliveira Energia	2	4	4.000	82,39	61.265,4
Amazonas	93.159	5	04/03/2021	31/12/2022	12	9º TA	Oliveira Energia	1	1	1.000	133,53	96.143,4
Amazonas	93.159	6	04/03/2021	31/12/2022	12	9º TA	Oliveira Energia	3	6	3.000	104,31	37.552,9
Amazonas	100.209	-	23/03/2021	31/12/2022	6	6º TA	A Geradora	1	6	5.400	113,01	73.230,4
Amazonas	101.129	1	29/03/2021	31/12/2022	12	6º TA	Oliveira Energia	5	14	14.000	119,96	86.373,00
Amazonas	101.129	4	29/03/2021	31/12/2022	12	6º TA	Oliveira Energia	10	14	3.150	156,55	25.207,3
Amazonas	101.130	2	09/03/2021	31/12/2022	12	6º TA	Aggreko Energia	2	7	6.300	117,70	76.269,6
Amazonas	101.130	3	09/03/2021	31/12/2022	12	6º TA	Aggreko Energia	4	9	8.100	120,23	77.905,8
Amazonas	105.362	3	10/03/2021	31/12/2022	12	4º TA	Oliveira Energia	6	8	7.360	94,81	62.799,60
Amazonas	107.315	1	04/02/2021	31/12/2022	12	5º TA	Gopower	9	14	2.450	108,25	13.059,1
Amazonas	107.315	2	04/02/2021	31/12/2022	12	5º TA	Gopower	1	1	500	112,73	40.582,80
Amazonas	109.034	1	16/03/2021	31/12/2022	12	3º TA	Powertech	9	9	2.210	86,61	15.312,19
Amazonas	109.035	-	16/03/2021	31/12/2022	12	3º TA	Gopower	6	29	26.100	77,53	50.239,4
Amazonas	109.036	3	13/03/2021	31/12/2022	12	3º TA	Oliveira Energia	6	14	14.000	75,95	54.684,0
Amazonas	109.038	4	13/03/2021	31/12/2022	12	3º TA	Powertech	2	5	4.500	46,61	30.202,9
Amazonas	114.814	-	21/10/2020	31/12/2022	6	3º TA	Aggreko Energia	1	3	2.700	75,38	48.846,24

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

Tabela 18 - Contratos Locação — Amazonas Energia

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

	Contrato de Locação - Roraima											
Beneficiário	Nº Contrato	Adita- Mento	Vigência do Contrato (Inicial)	Vigência do Contrato ² (Final)	Período de Execução Contrato (Meses)	Fornecedor	Usina	Índice de Reajuste do Contrato	Período de Reajuste (data início - data fim¹)	Potência Mensal Contratada [kW]		CMO - Custo de Manutenção e Operação Fixo ¹ [R\$]
Roraima	DFS OC 13258/20191	-	22/03/2019	31/01/2022	16	Aggreko Energia	UTE Monte Cristo	IGP-M	mar/20- mar/aa	28.500	33,39	2.518.426,04
Roraima	DFS OC 13437/2019 ¹	-	08/07/2019	31/01/2022	21	Soenergy	UTE Distrito	IGP-M	mai/20- mai/aa	20.000	16,78	1.961.482,86
Roraima	DFS OC 13438/2019 1	-	08/07/2019	31/12/2022	21	Soenergy	UTE Novo Paraiso	IGP-M	mai/20- mai/aa	12.000	16,78	1.507.610,63
Roraima	DFS OC 13467/2019	-	21/06/2019	31/01/2022	22	Oliveira Energia	UTE Distrito	IGP-M	mai/20- mai/aa	20.000	22,10	1.744.247,57
Roraima	DFS OC 14238/2019 1	-	18/10/2019	31/12/2022	24	Oliveira Energia	UTE Vila Brasil	IGP-M	out/19 - out/aa	2.459	54,97	673.615,56
Roraima	DFS OC 14238/2019 1	-	18/10/2019	31/12/2022	24	Oliveira Energia	UTE Nova Pacaraima	IGP-M	out/19 - out/aa	1.800	71,20	509.654,03
Roraima	DFS OC 14238/2019 1	-	18/10/2019	31/12/2022	24	Oliveira Energia	UTE Com. Ind. Surumú	IGP-M	out/19 - out/aa	400	70,22	111.474,45
Roraima	DFS OC 14238/2019 1	-	18/10/2019	31/12/2022	24	Oliveira Energia	UTE Vila Santa Maria Do Boiaçú	IGP-M	out/19 - out/aa	400	70,22	114.668,53
Roraima	DFS OC 14238/2019 ¹	-	18/10/2019	31/12/2022	24	Oliveira Energia	UTE Uiramutã	IGP-M	out/19 - out/aa	526	65,65	148.364,12
Roraima	DGSA OC 11246/2016	2º TA	23/07/2019	31/01/2022	18	Oliveira Energia	UTE Floresta	IGP-M	set/19 - set/aa	40.000	0,09	2.501.536,94
Roraima	PRS OC 10211/2014 ¹	4º TA	28/07/2020	31/01/2022	12	Oliveira Energia	UTE Monte Cristo	IGP-M	abr/20-abr/aa	125.100	36,09	10.950.857,43

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

Tabela 19 - Contratos Locação — Roraima

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

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

6.4.2. Resultados CCC

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

a) Reembolso Mensal

As informações do reembolso mensal são apresentadas por tipo de custo, sendo CT_{Comb} (Anexos <u>C.III</u>, <u>C.IV</u>, <u>C.V</u> e <u>C.VI</u>), CT_{GP} (<u>C.VII</u> e <u>C.VIII</u>) e CT_{CE} (<u>C.IX</u>, <u>C.X</u> e <u>C.XI</u>). Já no <u>Anexo C.XII</u> 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 2022, assim como a população atendida e o custo per capita:

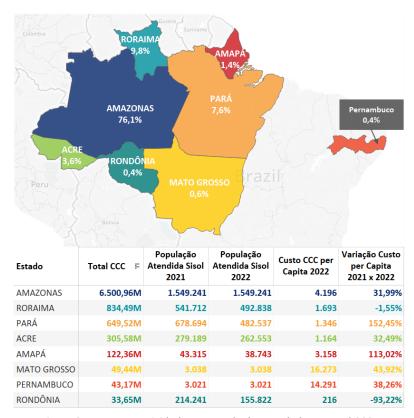


Figura 8 – Representatividade por estado do Reembolso Mensal CCC

Essa previsão representa uma expectativa de reembolsos baseada nos meses de competência janeiro a dezembro de 2022, que inserida nas previsões de caixa da CDE, tem o fluxo financeiro deslocado para dois meses após a competência, ou seja, de março de 2022 a fevereiro de 2023. Neste ano, foi considerado ainda o descasamento do reembolso preliminar, ou seja, 75% do reembolso mensal é pago um mês após o mês de competência⁷.

⁷ Com exceção do beneficiário Roraima, que por determinação da Aneel tem seu reembolso mensal antecipado em base semanal, sendo ele pago no próprio mês de competência.

No gráfico abaixo, é apresentada a composição do CTG por rubrica de reembolso, os descontos aplicados e o reembolso final para o PAC CCC 2022:

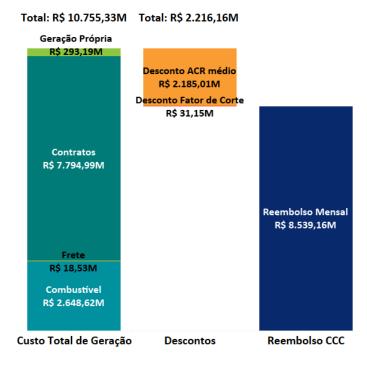


Gráfico 7 - Composição Custo Total de Geração e Reembolso Final

b) Ajuste Anual de Tributos

A CCEE prevê neste orçamento recursos para o ajuste do exercício de 2021, que será apurado e divulgado no seu site em relatórios com as diferenças mensais de reembolso de créditos de tributos não recuperados até o dia 15 de maio do ano seguinte ao de competência.

O pagamento/recebimento das diferenças apuradas no ajuste anual é realizado na data do pagamento do reembolso CCC da competência do mês de abril, considerando que cada parcela mensal deve ser atualizada pelo índice do IPCA correspondente. Diante do exposto, a previsão de ajuste anual de tributos, atualizado pelo IPCA, corresponde à R\$ 52.449,54.

Adicionalmente, o reembolso do ajuste anual de tributos de 2020 da Roraima Energia, apurado em 2021, corresponde a R\$ 102.477.052,55 atualizado até janeiro de 2022, conforme determinado no Despacho nº 2.411/2021. Essa excepcionalidade é ocasionada pelo não tratamento deste percentual na elaboração do orçamento CDE 2021, combinado a ausência de manifestação do beneficiário em consulta pública.

c) Sub-Rogação de obras em andamento e operação comercial

Para a rubrica de sub-rogação as informações são separadas por operação comercial e obras em andamento. Em junho de 2020, a Aneel autorizou o enquadramento dos PIEs de Manaus (Gera, Manauara e Raesa) na sub-rogação dos benefícios do rateio da CCC relativo à conversão de

combustível para gás natural, representando uma redução gradativa do consumo de óleo combustível a partir da entrada em operação das novas unidades a gás, que atualmente compõem o custo do reembolso mensal. Com isso, o valor total orçado para o reembolso das sub-rogações em 2022 é apresentado no Anexo C.XIII.

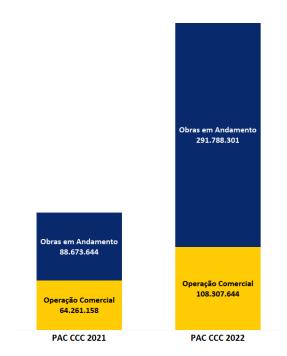


Gráfico 8 - Comparação Sub-Rogação

6.4.2.1. Análise Comparativa

Pelos valores apurados abaixo, podemos verificar um aumento no Reembolso Final de R\$ 1.262.451.653,81, correspondente a 17,35% em relação ao PAC CCC 2021, principalmente devido ao aumento dos preços dos combustíveis e índices macroeconômicos.

2021	2022					
CTG: R\$ 9.767.236.181,40	CTG: R\$ 10.755.326.330,20					
Desconto ACR Médio (R\$ 253,50 /MWh): -R\$ 2.376.088.904,44	Desconto ACR Médio (R\$ 274,01 /MWh): -R\$ 2.185.008.166,32					
Desconto Fator de Corte: -R\$ 114.434.085,71	Desconto Fator de Corte: -R\$ 31.153.318,91					
Reembolso Final: R\$ 7.276.713.191,25 Reembolso Final: R\$ 8.539.164.845,06						
Diferença no Reembolso Final: R\$ 1.262.451.653,81						

Tabela 20 – Comparação Reembolso

Na proposta orçamentária para o ano de 2022, houve uma redução na carga de 7,01% em relação ao orçamento do ano de 2021, conforme consolidado pelo ONS⁸. Entretanto o orçamento da CCC de 2022, considera também a geração de usinas que operam no SIN, subsidiadas pela CCC, a qual

⁸ PEN Sisol 2021 e PEN Sisol 2022

apresenta uma redução de 13,72% em relação à geração dessas usinas do orçamento de 2021, e, assim, a variação total da geração entre os dois anos, é de 10,74%.

No gráfico abaixo, apresenta-se o comparativo da geração prevista e realizada, desde 2020. Para o ano de 2021, a coluna de realizado apresenta a apuração parcial (competência janeiro a julho), e por isso observa-se um valor inferior.

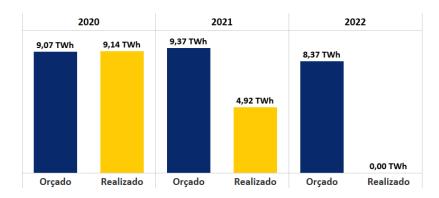


Gráfico 9 – Comparativo histórico da Geração

Em relação aos preços, durante o ano de 2022 há uma expectativa de aumento considerável devido à redução da oferta frente à demanda ao longo de 2021, resultado das incertezas com a pandemia Covid-19, que reduziu os investimentos pelas grandes petrolíferas privadas internacionais, conforme detalhado na Nota Técnica da EPE, onde espera-se ao longo do ano de 2022 uma retração dos preços.

Desta forma, para o ano de 2022 há uma expectativa de crescimento nos preços de óleo diesel de 21,12% em relação ao realizado para o ano de 2021 e de 60,82% quando comparado ao previsto para 2021. No gráfico abaixo, é possível visualizar a variação dos preços por estado.

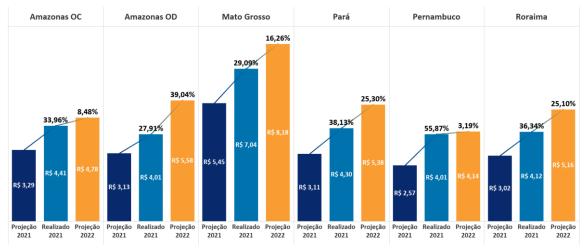


Gráfico 10 - Comparativo do Preço por estado - EPE 2022

A seguir é apresentada a comparação por tipo de custo, entre o PAC CCC de 2021 com a proposta orçamentária de 2022:

a) Combustíveis

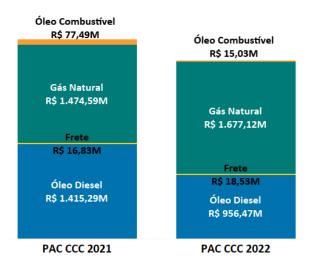


Gráfico 11 – Comparação e Composição 2021 x 2022 – Combustíveis

- Custo total de Óleo Diesel: Apresenta uma redução de 32,42%, devido principalmente à substituição das usinas de geração própria por usinas do leilão CCESI da Roraima. Caso contrário, o custo sofreria um aumento em função dos preços projetados para o ano de 2022, visto que estão superiores ao ano de 2021;
- Custo total de Óleo Combustível: Nota-se uma redução de 80,61%, devido principalmente à
 conversão de combustível para gás natural das usinas Cristiano Rocha, Manauara e Ponta
 Negra, que deixarão de utilizar este tipo de combustível. Para os outros beneficiários houve
 um aumento em função dos preços projetados para o ano de 2022;
- Custo total de Gás Natural: Verifica-se um aumento de 13,73%, devido à atualização nos preços contratuais pelos índices macroeconômicos impactados pelo cenário adverso;
- Frete: Observa-se um aumento de 10,10%, devido à atualização nos preços contratuais pelos índices macroeconômicos impactados pelo cenário adverso.

b) Geração Própria

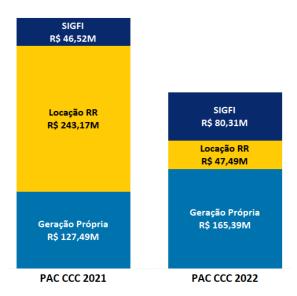


Gráfico 12 – Comparação e Composição 2021 x 2022 – Geração Própria

- Custo total Geração Própria: O aumento de 29,73% é decorrente do atraso na entrada das usinas do Leilão nº 02/2016 da Amazonas, em virtude da contratação de locação de geração termelétrica, de forma excepcional e temporária, no Município de Manicoré - AM, além da atualização nos preços regulatórios pelos índices macroeconômicos impactados pelo cenário adverso;
- Custo total SIGFI: Nota-se um aumento de 72,63% devido ao acréscimo de 4.593 sistemas SIGFIs ao longo do ano de 2022, encaminhado à CCEE pelo MME Anexo C.III.;

Barra Barria	PAC	2021		PAC 2022			
Beneficiário	Quantidade de SIGFI		Custo SIGFI	Quantidade de SIGFI	Custo SIGFI		
AMAZONAS	1.374	R\$	1.960.844,20	4.380	13.223.491,21		
RORAIMA	3.871	R\$	9.370.458,41	600	2.379.018,52		
CEA	350	R\$	351.642,06	1.516	3.231.839,32		
EQUATORIAL PARÁ	9.051	R\$	32.765.466,37	11.500	52.296.332,52		
ENERGISA RO	600	R\$	649.076,87	900	3.122.547,34		
ENERGISA AC	630	R\$	1.149.174,94	1.368	4.683.820,41		
ENERGISA MT	205	R\$	272.904,85	410	1.371.128,62		
TOTAL	16.081	R\$	46.519.567,70	20.674	80.308.177,94		

Tabela 21 - Comparação entrada e custo de SIGFI 2021 x 2022

 Custo Total Locação Roraima: A redução de 80,47% é resultado da substituição das usinas de geração própria por usinas de leilão - CCESI para atendimento ao estado de Roraima. Os atuais contratos de locação serão encerrados ao longo do ano de 2022.

c) Contratos

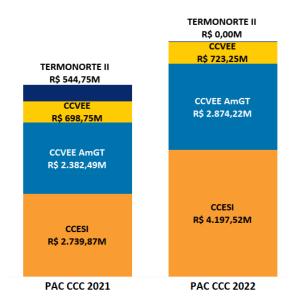


Gráfico 13 – Comparação e Composição 2021 x 2022 - Contratos

- Custo total CCESI: Observa-se um crescimento de 53,20%, devido principalmente ao aumento no preço dos combustíveis S-500, Biodiesel e índices macroeconômicos de atualização durante o ano de 2021, o que refletiu nos preços projetados para o ano de 2022. Além disso, houve as entradas das usinas do Leilão nº 01/2019 da Roraima de contratos dos tipos CCESI Fontes Renováveis e CCESI Gás Natural;
- Custo total CCVEE: Aumento de 3,51%, devido principalmente ao encerramento de contratos da Energisa Mato Grosso e Energisa Rondônia, apesar do aumento nos preços devido aos índices macroeconômicos de atualização;
- Custo total CCVEE Amazonas GT: Aumento de 20,64%, devido principalmente aos reajustes contratuais, que utilizam o IGP-M, o qual apresentou valores acima da meta inflacionária;
- Termo Norte II: contrato rescindido em 2021.

6.4.2.2. Variações Reembolso Final CCC

A seguir, estão apresentadas as variações identificadas por beneficiário, na comparação entre as propostas orçamentárias de reembolso mensal de 2021 e 2022:

a) Amazonas Energia

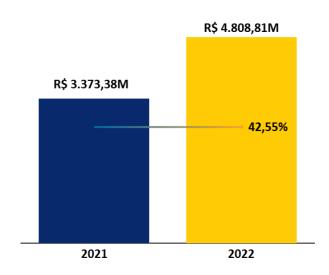


Gráfico 14 – Comparação Reembolso Final 2021 x 2022 - Amazonas Energia

Variação de 42,55%, cujos principais motivadores foram o aumento nos preços dos combustíveis, os índices de atualização contratuais e em virtude da contratação de locação de geração termelétrica, de forma excepcional e temporária, no Município de Manicoré - AM.

Devido a MP nº 855/2018, ainda vigente, a Amazonas Energia recebe reembolso pelos custos ineficientes. Isso inclui a não aplicação de: glosas de combustível, glosas por custos de contrato de locação maiores que os limites da REN nº 801/2017 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 2022.

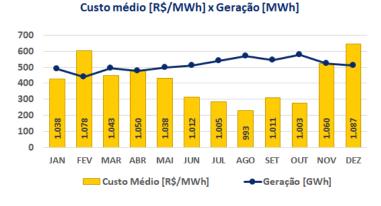


Gráfico 15 – Comparação Custo Médio x Geração - Amazonas Energia

b) Amazonas GT

480

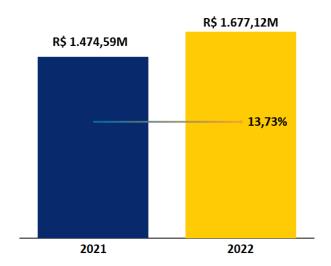


Gráfico 16 – Comparação Reembolso Final 2021 x 2022 - Amazonas GT

Variação de 13,73%, devido às atualizações dos reajustes contratuais, que utilizam o IPCA, o qual apresentou valores acima da meta inflacionária.

Custo médio [R\$/MWh] x Geração [MWh]

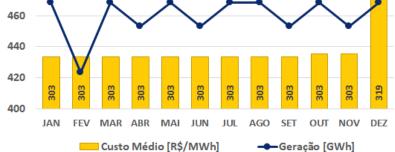


Gráfico 17 – Comparação Custo Médio x Geração - Amazonas GT

Para a Amazonas GT, conforme o gráfico acima, a variação de geração considerada na proposta orçamentária depende unicamente da quantidade de horas no mês, pois a contratação de energia é fixa. Ao mesmo tempo, o preço do combustível é contratual e apresenta variação expressiva na data de atualização da parcela de transporte a partir de novembro.

c) Roraima Energia

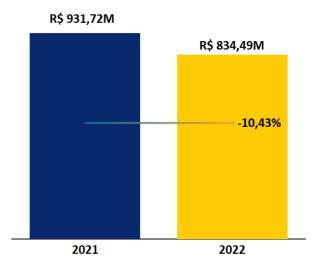


Gráfico 18 – Comparação Reembolso Final 2021 x 2022 - Roraima Energia

Variação de 10,43% devido, principalmente, às saídas das usinas de geração própria (locação) que foram substituídas pelas usinas do Leilão nº 01/2019 com contratos CCESI a partir de fevereiro de 2022.

Além disso, destaca-se o alto número de interligações com a capital previstas para o fim de 2021 em Roraima. Esses tipos de interligações não impactam na redução de carga para o beneficiário, pois há apenas transferência de cargas.

Dada a determinação da Aneel nos Ofícios nº 82/2019, 95/2019 e 105/2019, praticamente todo reembolso da Roraima é pago diretamente à fornecedora de combustível Atem, para garantia de suprimento da capital, uma vez que a distribuidora opera em situação de excepcionalidade desde a interrupção da importação advinda da Venezuela. Essa situação deve se manter até a entrada em operação comercial de todas as usinas dos contratos do Leilão nº 01/2019, dos quais duas delas devem entrar em operação somente no ano de 2023.

Custo médio [R\$/MWh] x Geração [MWh]

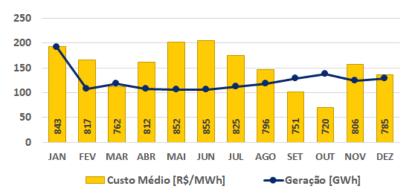


Gráfico 19 – Comparação Custo Médio x Geração - Roraima Energia

No gráfico acima há uma redução do custo médio entre janeiro e fevereiro, devido à substituição das usinas de locação por contratos CCESI. A partir desse período, o custo médio tende a se comportar de maneira oposta à geração, ou seja, quando a geração cresce o custo diminuí, isso ocorre, devido à grande participação da parcela de receita fixa, que independe da geração nesses contratos.

d) CEA

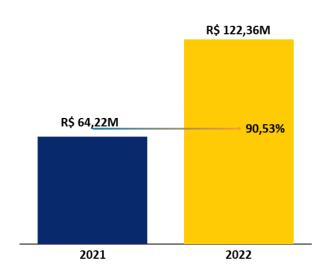


Gráfico 20 – Comparação Reembolso Final 2021 x 2022 - CEA

Variação de 90,53% em função da aplicação da Lei nº 14.146/2021, que determina uma redução na aplicação do desconto no ACR médio.

Custo médio [R\$/MWh] x Geração [MWh]

Gráfico 21 – Comparação Custo Médio x Geração - CEA

O custo mensal da CEA advém unicamente do contrato de leilão do complexo do Oiapoque, composto por receita fixa e variável. Dessa forma, o custo médio mensal varia de acordo com os preços do combustível e dos contratos atualizados.

e) Equatorial Pará:

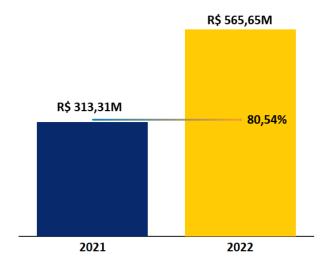


Gráfico 22 – Comparação Reembolso Final 2021 x 2022 – Equatorial Pará

Variação de 80,54% em função da aplicação da Lei nº 14.146/2021, que determina uma redução na aplicação do desconto no ACR médio, além do aumento ocasionado pelas atualizações dos contratos, advindos dos índices macroeconômicos utilizados.

Custo médio [R\$/MWh] x Geração [MWh]

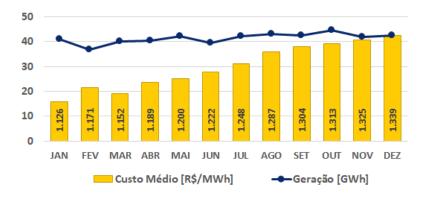


Gráfico 23 – Comparação Custo Médio x Geração – Equatorial Pará

O custo de geração da Equatorial Pará é composto por CCESI, CCVEE e SIGFI. No segundo semestre, conforme o gráfico acima, nota-se um incremento no custo de geração devido à expectativa de entradas dos novos sistemas SIGFI e a atualização dos preços contratuais dos CCVEEs.

f) Celpe:

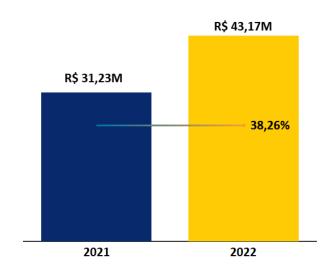


Gráfico 24 – Comparação Reembolso Final 2021 x 2022 – Celpe

Variação de 38,26%, ocasionado principalmente pelo aumento nos preços dos combustíveis, conforme previsão encaminhada pela EPE.

Custo médio [R\$/MWh] x Geração [MWh]

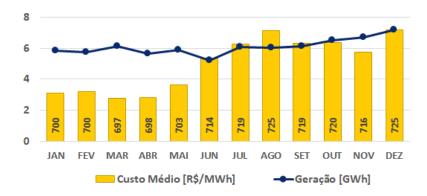


Gráfico 25 - Comparação Custo Médio x Geração - Celpe

Para a Celpe, o custo de geração depende do preço e do consumo de combustíveis. A partir de de julho, o aumento no custo médio deve-se a atualização do custo do frete.

g) Energisa Acre:

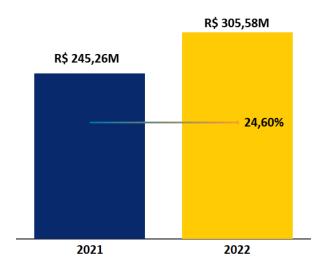


Gráfico 26 – Comparação Reembolso Final 2021 x 2022 – Energisa AC

Variação de 24,60% justificada pelas atualizações dos contratos, advindos dos índices macroeconômicos utilizados, além do aumento nos preços dos combustíveis, conforme previsão encaminhada pela EPE.

Custo médio [R\$/MWh] x Geração [MWh]

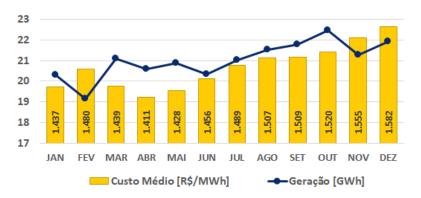


Gráfico 27 – Comparação Custo Médio x Geração – Energisa Acre

O custo da Energisa Acre é composto pelos contratos de leilão que, por sua vez, apresentam os custos de receita fixa e os custos variáveis, que dependem do valor dos preços do combustível e do comportamento do índice de atualização.

h) Energisa Mato Grosso:

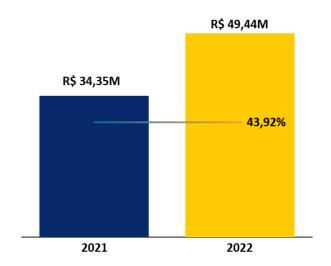


Gráfico 28 – Comparação Reembolso Final 2021 x 2022 – Energisa MT

Para a Energisa Mato Grosso, o maior fator de aumento da proposta orçamentária de 2022 foi a redução no valor do desconto do ACR médio após o fim da vigência do contrato da PCH Garganta da Jararaca.

Custo médio [R\$/MWh] x Geração [MWh]

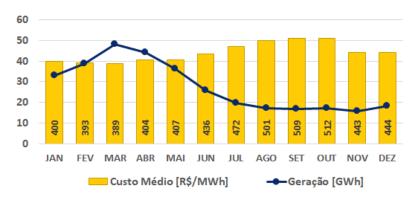


Gráfico 29 – Comparação Custo Médio x Geração – Energisa MT

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 abril, é devido aos reajustes dos preços dos contratos.

i) Energisa Rondônia:

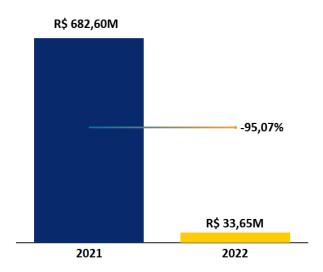


Gráfico 30 – Comparação Reembolso Final 2021 x 2022 – Energisa RO

Variação de 95,07%, cujo principal motivador foi a antecipação do fim do contrato da Termo Norte II em 2021, além das interligações previstas para o ano de 2022, conforme apresentado pelo ONS.

Custo médio [R\$/MWh] x Geração [MWh]

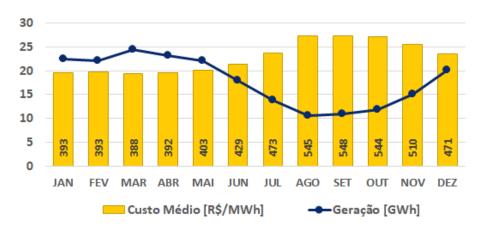


Gráfico 31 – Comparação Custo Médio x Geração – Energisa RO

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) Petrobras:

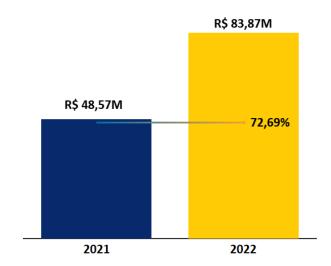


Gráfico 32 – Comparação Reembolso Final 2021 x 2022 – Petrobras

Variação de 72,69% devido ao aumento nos preços de óleo diesel, conforme previsto pela EPE para o ano de 2022.

Custo médio [R\$/MWh] x Geração [MWh]

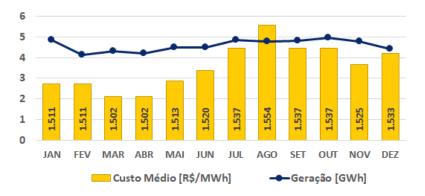


Gráfico 33 – Comparação Custo Médio x Geração – BR Distribuidora

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.

k) Gera, Manauara e Raesa:

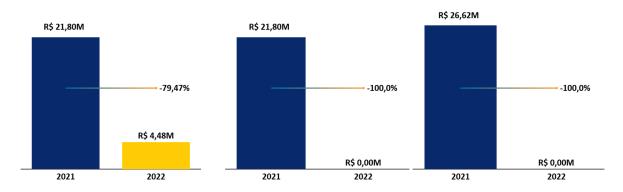


Gráfico 34 – Comparação Reembolso Final 2021 x 2022 – Gera, Manauara e Raesa

As geradoras beneficiárias de reembolso por óleo combustível tiveram uma variação de 79,47%, 100% e 100%, respectivamente, ocasionada principalmente pela conversão de combustível para gás natural das usinas Ponta Negra, Cristiano Rocha e Manauara. Nos gráficos abaixo, verifica-se o fim do consumo de óleo combustíveis nas usinas citadas.

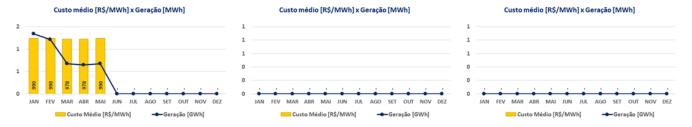


Gráfico 35 – Comparação Custo Médio x Geração – Gera, Manauara e Raesa

I) Jaraqui e Tambaqui

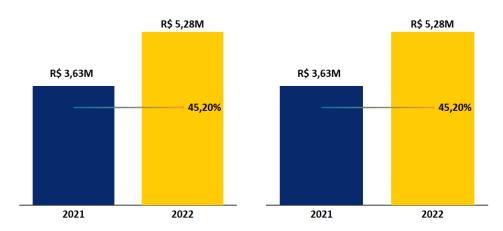


Gráfico 36 – Comparação Reembolso Final 2021 x 2022 – Jaraqui e Tambaqui

Observou-se que os preços projetados pela EPE para o óleo combustível preveem um aumento de 45,32% em 2022 em relação ao projetado no ano anterior. Desta forma, para o ano de 2022 houve uma variação de 45,20% para ambas as geradoras.



Gráfico 37 – Comparação Custo Médio x Geração – Jaraqui e Tambaqui

Ainda para esses PIEs, a geração considerada na proposta orçamentária depende unicamente dos dias do mês, conforme demonstrado no gráfico acima, pois a contratação de energia é fixa. O custo médio mensal é relacionado ao preço do combustível projetado pela EPE.

6.4.3. 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:

a) Resultado de Fiscalização

Conforme Nota Técnica nº 194/2021 e <u>Despachos nº 798/2019</u>, 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\$ 2.670.465.693,34, atualizados pelo IPCA de agosto de 2021, que deverá ser ressarcida pela CCC à Eletrobras em 60 parcelas mensais. É estimado para 2022 o valor de R\$ 534.093.138,72.

Também foi aprovado por meio do <u>Despacho nº 2.980/2021</u>, o resultado da fiscalização da CCC no período de julho de 2009 a junho de 2016, com créditos à Eletronorte no montante de R\$ 116.273.110,24, atualizados pelo IPCA de agosto de 2021, a serem reembolsados em 60 parcelas mensais pela CCC. É estimado para 2022 o valor de R\$ 23.254.622,04.

b) Sobrecontratação

Para o ano de 2022 foi previsto pela Aneel a sobrecontratação para Amazonas Energia referente ao período de agosto de 2021 a julho de 2022 no valor de R\$ 173.463.603.

6.4.4. Premissas não consideradas

- a) Cenário Alternativo ONS: o operador realizou diversos cenários de sensibilidade, simulando atrasos nas entradas das usinas dos Leilões nº 02/2016 e 01/2019 das empresas Amazonas Energia e Roraima Energia, respectivamente. Sendo assim, a CCEE utilizou apenas o cenário base para elaboração do orçamento de 2022.
- b) Imprevisibilidade da operação da usina Manicoré Powertech: devido ao processo de recuperação judicial na empresa Powertech, foi determinada pelo MME, a instalação de usina de backup para assegurar o atendimento ao município. Entretanto, não foi considerada a necessidade de geração pela mesma, permanecendo apenas o custo de disponibilidade.
- c) Alteração no percentual de ICMS não recuperado da Amazonas Energia: A decisão do plenário do Supremo Tribunal Federal STF não foi considerada. Dessa forma, foi utilizada a declaração da distribuidora de que não haverá recuperação de impostos no ano de 2022.

7. RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO

7.1. COMPOSIÇÃO DA RGR

Os recursos da RGR são provenientes das quotas, parcelamentos, financiamentos e despachos 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 conta são publicados em despacho anual emitido pela Aneel e não sofrem atualização monetária ao longo do período. A data base do despacho emitido pela Aneel é o mês de junho de cada ano;
- 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\$ 2,04 milhões, que deve ser devolvido 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;
- 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 é responsabilidade da Eletrobras;
- 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;

- Encargos Financeiros: correspondem ao recebimento de atualização monetária aplicada sobre as reposições de empréstimos, financiamentos concedidos e parcelamentos;
- 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.

As indenizações das concessionárias Santa Cruz e Zona da Mata estão autorizadas por meio das Portarias nº 527/2015 e 458/2015 do MME, respectivamente, referenciado a preços de junho de 2015. O pagamento é realizado mensalmente, no prazo de sete anos a partir da primeira parcela;

- Reembolso dos Bens da União sob Administração BUSA Eletrobras (CAFT): Reembolso dos custos específicos incorridos pela Eletrobras, referente a administração dos Bens da União sob Administração;
- Ativo Imobilizado em Curso AIC e Sobras Físicas: Conforme a MP nº 998/2020, convertida na Lei nº 14.120/2021, fica 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.
- Medida Provisória 855/2018: permitiu às concessões de distribuição de energia elétrica, conforme a Lei nº 12.783/2013, que não foram licitadas, na data de sua publicação, a possibilidade do recebimento de recursos oriundos da RGR, com o fito do pagamento de valores não reembolsados da CCC, no período compreendido entre 1º de julho de 2017 e a data de transferência do controle societário, por força das exigências de eficiência econômica

e energética, bem como limitações previstas na Lei nº 12.111/2009. O Despacho nº 1.962/2019 homologou o Termo de Compromisso firmado entre a CCEE e a Amazonas Energia, para repasse de R\$ 1,9 bilhões por meio de 60 (sessenta) parcelas mensais;

 Transferência para o Fundo CDE: Estas transferências entre fundos são previstas no Submódulo 5.2 do PRORET. Existe uma limitação de recursos da RGR a serem transferidos para a CDE, que considera o saldo existente em conta além das projeções das demais entradas e saídas de recursos.

7.2. ORÇAMENTO RGR

As premissas adotadas para elaboração do orçamento 2022 estão listadas a seguir.



ORÇAMENTO RGR 2022

SAÍDAS 103.250.829,56 97.101.832,96 96.955.380,06 96.779.442,68 96.632.455,47 96.469.922,14 96.308.591,28 96.323.432,40 96.160.497,95 95.987.204,92 95.826.410,81 95.677.155,27 MME Ministério Minas E Energia 1.447.346,81 1.447.346,81 1.447.354,38 1.447.361,95 1.447.369,52 1.447.377,10 1.447.384,67 1.447.392,24 1.598.352,70 1.598.360,27 1.598.741,14 1.598.751,23 1.598.761,32 Indenizações Das Concessões 360.472,64 360	
ENTRADAS 89,213,889,28 89,077,173,31 88,940,979,857 48,209,798,57 48,209,798	36.983.314,
Autorização e Juros De Reversão 2.147.116,15	36.983.314,
Quotas RGR Geradoras E Transmissoras 48.209.798,57 48.209.798,57 48.209.798,57 48.209.798,57 48.209.798,57 48.209.798,57 48.209.798,57 48.209.798,57 48.209.798,57 48.209.798,57 48.209.798,57 48.209.798,57 53.241.561,56 53.241.	
Amortização e Juros De Reversão 2.147.116,15	1.123.042.033,
Parcelamento RGR 31.062,43	603.676.3
Reposição Emprestimo Financiamentos Concedidos 20.900.175,85 20.900.175,	25.765.3
SAÍDAS 103.250.829,56 97.101.832,96 96.955.380,06 96.779.442,68 96.632.455,47 96.469.922,14 96.308.591,28 96.323.432,40 96.160.497,95 95.987.204,92 95.826.410,81 95.677.155,27	403.7
SAÍDAS 103.250.829,56 97.101.832,96 96.955.380,06 96.779.442,68 96.632.455,47 96.469.922,14 96.308.591,28 96.323.432,40 96.160.497,95 95.987.204,92 95.826.410,81 95.677.155,27 MME Ministério Minas E Energia 1.447.346,81 1.447.354,38 1.447.361,95 1.447.369,52 1.447.377,10 1.447.384,67 1.447.392,24 1.598.352,70 1.598.360,27 1.598.741,14 1.598.751,23 1.598.761,32 Indenizações Das Concessões 360.472,64 360.4	250.802.1
SAÍDAS 103.250.829,56 97.101.832,96 96.955.380,06 96.779.442,68 96.632.455,47 96.469.922,14 96.308.591,28 96.323.432,40 96.160.497,95 95.987.204,92 95.826.410,81 95.677.155,27 MME Ministério Minas E Energia 1.447.346,81 1.447.346,81 1.447.354,38 1.447.361,95 1.447.369,52 1.447.377,10 1.447.384,67 1.447.392,24 1.598.352,70 1.598.360,27 1.598.360,27 1.598.741,14 1.598.751,23 1.598.761,32 Indenizações Das Concessões 360.472,64 3	139.706.7
MME Ministério Minas E Energia 1.447.346,81 1.447.354,38 1.447.361,95 1.447.369,52 1.447.377,10 1.447.384,67 1.447.392,24 1.598.352,70 1.598.360,27 1.598.741,14 1.598.751,23 1.598.761,32 indenizações Das Concessões 360.472,64 360.4	102.687.6
Encargos Financeiros 12.346.963,55 12.209.726,32 12.100.770,99 11.962.331,20 11.852.841,55 11.727.805,79 11.603.972,51 11.505.358,32 11.379.921,44 11.243.752,69 11.120.453,63 11.008.693,14 CAFT BUSA Eletrobras 392.541,92 392.541	18.124.5
Indenizações Das Concessões 360.472,64 360.4	1.163.473.155,
Encargos Financeiros 12.346.963,55 12.209.726,32 12.100.770,99 11.962.331,20 11.852.841,55 11.727.805,79 11.603.972,51 11.505.358,32 11.379.921,44 11.243.752,69 11.120.453,63 11.008.693,14 CAFT BUSA Eletrobras 392.541,92 392.541,	337077677777333
CAFT BUSA Eletrobras 392.541,92 3	4.325.6
Ativo Imobilizado em Curso 50.877.836,93 50.840.331,78 50.802.826,64 50.765.321,49 50.727.816,35 50.690.311,20 50.652.806,06 50.615.300,91 50.577.795,76 50.540.290,62 50.502.785,47 50.465.280,33 Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência 5.974.261,80	140.062.5
Processos Judiciais e Honorários de Sucumbência 5.974.261,80 -	4.710.5
	608.058.7
Medida Provisória 855/2018 31.851.405,92 31.	5.974.2
	382.216.8
TRANSFERÊNCIA PARA OUTROS FUNDOS	
Transferência Para Fundo CDE	14
SALDO FINAL - 14,036,940,28 - 8,024,659,64 - 8,014,404,97 11,398,366,43 - 7,965,180,32 - 8,210,383,28 - 8,184,113,74 - 3,302,253,23 - 3,488,104,98 16,283,620,21 - 3,439,260,84 - 3,447,807,39 -	40,431,122

Tabela 22 - Previsão Orçamentária RGR 2022 - (R\$)

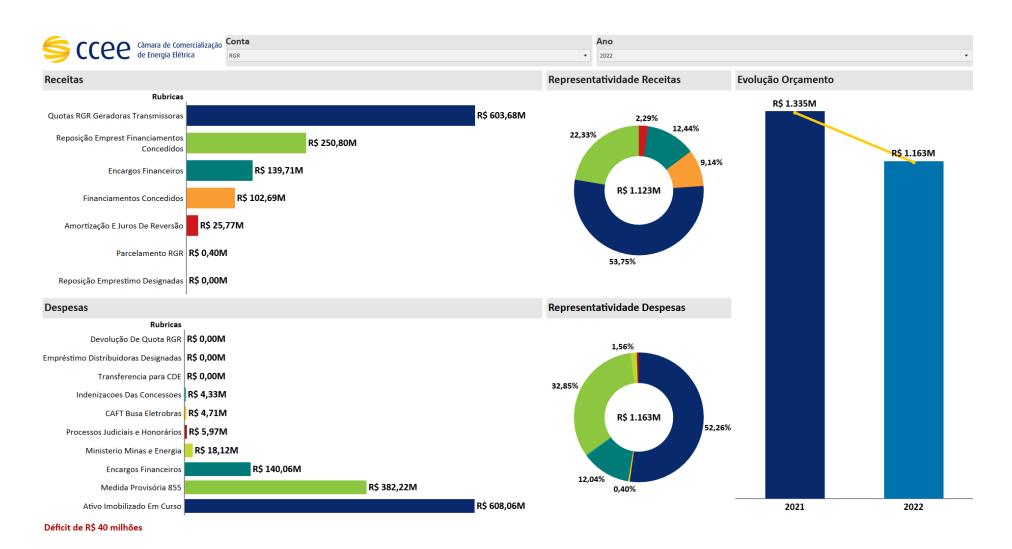


Gráfico 38 – Infográficos da proposta orçamentária da RGR 2022

7.3. COMPARATIVOS RGR

a) Análise comparativa entre o orçamento aprovado para 2021, melhor estimativa e a proposta orçamentária para 2022:



COMPARATIVO RGR

ORÇAMENTO RGR (em R	milhões)			VARIAÇÕES						
DESPESAS	2021	ME 2021	2022	2022 x 2021 (R\$)	2022 x 2021 (%)	2022 x ME 2021 (R\$)	2022 x ME 2021 (9			
Encargos Financeiros	-26	-78	-140	-114	443,75%	-62	80,42%			
Ativo Imobilizado em Curso	-576	-656	-608	-32	0,00%	48	-7,36%			
Processos Judiciais e Honorários	-1	-1	-6	-4	301,86%	-4	301,86%			
Indenizacoes das Concessoes	-4	-4	-4	-0	0,00%	-0	0,00%			
Medida Provisória 855	-382	-382	-382	0	0,00%	0	0,00%			
Restos a Pagar	0	-20	0	0	0,00%	20	-100,00%			
Devolução Quotas RGR	-4	-4	0	4	-100,00%	4	-100,00%			
Ministerio Minas e Energia	-23	-20	-18	5	-21,26%	2	-8,59%			
CAFT Busa Eletrobras	-15	-15	-5	10	-67,89%	10	-67,89%			
Empréstimo Distribuidoras Designadas	-46	-124	0	46	-100,00%	124	-100,00%			
Transferencia para CDE	-257	0	0	257	-100,00%	0	0,00%			
TOTAL	-1.335	-1.304	-1.163	171	-12,84%	140	-10,77%			
RECEITAS	2021	ME 2021	2022	2022 x 2021 (R\$)	2022 x 2021 (%)	2022 x ME 2021 (R\$)	2022 x ME 2021 (%			
Quotas RGR Geradoras Transmissoras	767	660	604	-164	-21,32%	-56	-8,54%			
Financiamentos Concedidos	130	148	103	-27	-20,80%	-46	-30,78%			
Encargos Financeiros	154	160	140	-14	-9,38%	-20	-12,62%			
Amortização e Juros de Reversão	33	30	26	-7	-21,32%	-5	-15,17%			
Saldo Inicial	0	60	0	0	0,00%	-60	-100,00%			
Parcelamento RGR	0	0	0	0	44,53%	0	44,53%			
Reposição Emprest Financiamentos Concedidos	251	251	251	0	0,00%	0	0,00%			
Reposição Emprestimo Designadas	0	0	0	0	0,00%	0	0,00%			
TOTAL	1.335	1.309	1.123	-212	-15,87%	-186	-14,23%			
SALDO/DÉFICIT		5	-40							

Tabela 22 – Comparativo Orçamentário – RGR (R\$)

Para o ano de 2022 observa-se um aumento nas despesas da RGR devido principalmente ao Ativo Imobilizado em Curso e suas atualizações monetárias, consideradas na rubrica de encargos financeiros, aprovados regulatoriamente. Além da redução de receitas advindas da Quota RGR Geradoras e Transmissoras, resultando assim, numa insuficiência de recurso desde janeiro e um déficit no ano de R\$ 40 milhões, que serão avaliados durante o período de Consulta Pública da Aneel.

7.3.1. Premissas adotadas

- a) Quotas Geradoras e Transmissoras: Valores de julho de 2021 a junho de 2022 estão homologados no Despacho nº 2.437/2021. Para os meses de agosto a dezembro de 2022, foram considerados os valores previstos no Ofício nº 219/2021 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 Eletrobras (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: Valor do principal conforme Portaria nº 527/2015;
- h) CAFT BUSA Eletrobras: Reembolso à Eletrobras pelos custos de administração dos Bens da União, aprovados pela Lei nº 14.120/2021. Projeção anual enviada pela Eletrobras, conforme CTA-DSS-1706/2021 - <u>Anexo D.II;</u>
- 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, conforme homologado nas Portarias nº 385/2020, 413/2020, 438/2020, 483/2021 e 484/2021;
- j) MP nº 855/2018: Conforme <u>Despacho nº 1.962/2019</u> que homologou o termo de compromisso firmado entre a CCEE e Amazonas Energia para repasse de recursos nos termos da Ofício nº 285/2019 Anexo D.V.;

- 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;
 - Reposição Financiamentos Concedidos: Conforme Despacho nº 1.476/2017 e Ofício
 Aneel nº 400/2017 Anexo D.IV;
 - c. Financiamentos Concedidos: Projeção encaminhada pela Eletrobras Anexo D.III;
 - d. Parcelamento RGR: Nos termos do Despacho Nº 2.700/2020;
 - e. Indenização de Concessão: Empresa Santa Cruz Geração de Energia, conforme Portaria nº 527/2015.
 - f. AIC e Sobras Físicas: Nos termos das Portarias citadas anteriormente;
 - g. MP nº 855/2018: Conforme Ofício nº 285/2019 Anexo D.V.
- I) Ações Judiciais: contempla ações judiciais conhecidas pela CCEE, que tratam da RGR e possuem estimativa de risco contábil "provável" em outubro de 2021. Caso não ocorra o desembolso do valor ainda no ano de 2022, implicarão em saldo na conta a ser transportado para exercícios subsequentes e utilizado para a liquidação da ação em questão.

7.3.2. Premissas não consideradas

- a) Inadimplências de quotas;
- b) Inadimplência de financiamentos concedidos: contratos sob gestão Eletrobras;
- c) Fiscalizações em andamento pela Aneel: aguardam conclusão;
- **d)** Passivos anteriores à gestão CCEE: Correção monetária sobre as premissas de indenização de concessões Portaria nº 527/2015;
- e) Reposição dos empréstimos: ex-designadas que iniciarão a partir de janeiro de 2023.

8. ORÇAMENTO CONTAS SETORIAIS 2022 - CONSOLIDADO

Diante das premissas consideradas para cada conta setorial, descritas nos capítulos anteriores, a respectiva Proposta Orçamentária para o ano de 2022 totaliza R\$ 28,07 bilhões referentes à CDE, considerando o montante de R\$ 10,27 bilhões respectivos à CCC. Adicionalmente à RGR estima-se o montante de R\$ 1,16 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 <u>Submódulo 5.2 do PRORET</u>.

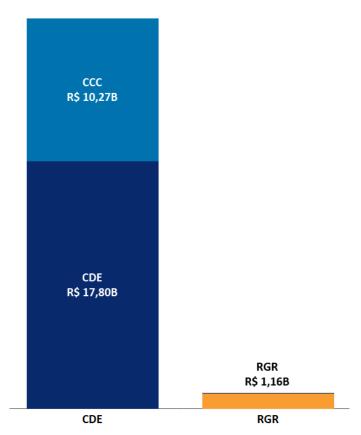


Gráfico 39 – Proposta Orçamentária 2022

9. BOLETIM MENSAL - INFO CONTAS SETORIAIS

O Boletim Info Contas Setoriais, foi desenvolvido pela CCEE, para dar transparência dos resultados mensais e o acompanhamento das contas CDE, CCC e RGR comparado com o orçamento aprovado para o ano vigente e suas explicações. E está disponível para consulta no site da CCEE, assim como outros relatórios informativos (clique aqui).

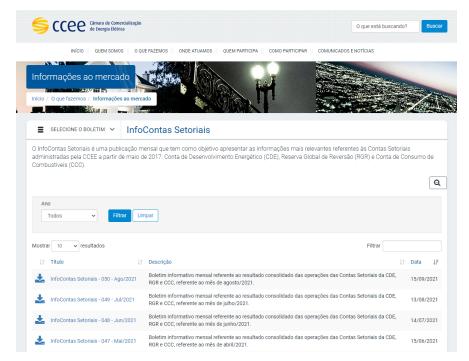


Figura 9 – Acesso ao Boletim Info Contas Setoriais no site da CCEE

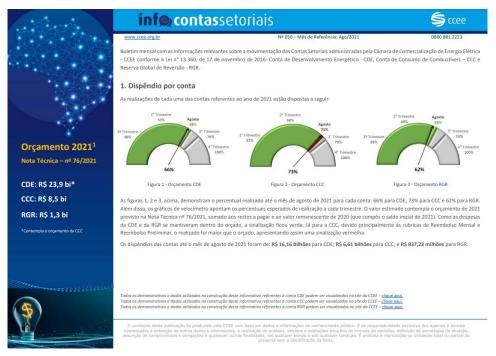


Figura 10 – Boletim Info Contas Setoriais – agosto/2021

10. ANEXOS

10.1. ANEXO A - CONTAS SETORIAIS - CDE, CCC e RGR

A.I – Ofício nº 219/2021-SGT/Aneel



Ofício nº 219/2021-SGT/ANEEL

Brasília, 16 de setembro de 2021.

Ao Senhor **Rui Guilherme Altieri Silva** Presidente do Conselho de Administração Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE São Paulo – SP

Assunto: Orçamento CDE 2022.

Senhor Presidente,

- 1. Em resposta à Carta CT-CCEE-04656/2021, de 19 de agosto de 2021, seguem as informações necessárias para a consolidação do orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético CDE de 2022, nos termos do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002, e do Decreto nº 9.022, de 2017.
- 2. Conforme art. 9°, §2°, 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;
 - 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.
- 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 2022.

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



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação C2E684E40060BE57



P. 2 do Ofício nº 219/2020 - SGT/ANEEL, de 16/09/2021.

Tabela 1 - Previsões de saídas e entradas de recursos na CDE em 2022.

Item do orçamento	Previsão	Premissa			
Baixa Renda	R\$ 3.856.990.248,56	Estimativa a partir dos repasses mensais aprovados, fixados en despachos da ANEEL, sobre o quais aplicou-se a previsão de variação de mercado de 3,4% (Previsão de Carga ONS - EPE — Planejamento Anua 2021/2025, da 2ª Revisãa Quadrimestral) e de IPCA -4,75% (Boletim FOCUS 10/09/21, expectativas de mercado — próximos 12 meses mediana agregado)			
Instalação de ramal de conexão, do kit de instalação interna e do padrão de entrada sem o medidor (Decreto nº 7.520/2011)	R\$ 1.108.527,72	Valores praticados nos últimos 12 meses.			
Descontos na Distribuição	R\$ 8.985.445.608,53	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 3,4% (Previsão de Carga ONS - EPE – Planejamento Anual 2020/2024, da 2ª Revisão Quadrimestral) e de IPCA (Boletim Focus – para cada data de reajuste das distribuidoras) e os efeitos do Decreto nº 9.642/2018			

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



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação C2E684E40060BE57



P. 2 do Ofício nº 219/2020 - SGT/ANEEL, de 16/09/2021.

Descontos na Transmissão	R\$ 2.147.859.674,30	Foram considerados os MUST contratados em 2021 (outorgas emitidas até 01/06/2021), a TUST do ciclo 2021/2022 para o 1º semestre e a TUST estimada do ciclo 2022/2023 para o segundo semestre.
Subvenção Cooperativas	R\$ 453.011.341,85	Estimativa com base nos processos de 2021.
UBP	R\$ 1.267.751.245,90	Previsão SCG, não inclui usinas sujeitas a prorrogação.
MULTAS	R\$ 146.607.405,00	Estimativa para o ano de 2022 (PLOA).
Universalização – Programa Luz para Todos	R\$ 1.138.662.625,58	Portaria MME Nº 552, de 13 de setembro de 2021
Quotas RGR	R\$ 603.676.397,77	Previsão da SFF/ANEEL
Recursos P&D	R\$ 422.487.775,10	Previsão da SFF/ANEEL, tendo por base a ROL prevista para 2022 das concessionárias.

- 4. Adicionalmente, informamos que o custo médio da potência e energia comercializadas no ambiente de Contratação Regulada ACR do Sistema Interligado Nacional SIN (ACRméd) e os fatores de corte de perdas regulatórias (fc) e ajuste compensatório, conforme artigos 4°, 39, 40 e 41 da REN nº 427, de 2011, serão homologados pela ANEEL em outubro deste ano. A CCEE poderá utilizar provisoriamente os valores vigentes em 2021.
- 5. 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) **DAVI ANTUNES LIMA**Superintendente de Gestão Tarifária

SGAN - Quadra 603 / Módulo "1" e "J" CEP: 70830-110 - Brasilia - DF - Brasil Tel. 55 (61) 2192-8600 www.aneel.gov.br



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE POR:

DAVI ANTUNES LIMA

Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação C2E684E40060BE57

10.2. ANEXO B - CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO - CDE

B.I – Ofício nº 59/2021



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA Secretaria de Energia Elétrica Departamento de Políticas Sociais e Universalização do Acesso à Energia Elétrica Esplanada dos Ministérios - Bloco U, Sala 652, Brasília/DF, CEP 70065-900 Telefone: (61) 2032-5012 / dpue@mme.gov.br

Ofício nº 59/2021/DPUE/SEE-MME

Ao Senhor

RUI GUILHERME ALTIERI SILVA

Presidente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE Avenida Paulista nº 2064, 13º andar - Condomínio Edifício Paulista 01310-200 - São Paulo/SP

Assunto: Recursos da CDE para o Orçamento dos Programas Luz para Todos e Mais Luz para Amazônia para o ano de 2022.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo n^{o} 48370.000672/2017-90.

Senhor Presidente,

- 1. Em cumprimento ao disposto no artigo 9° , $\S1^{\circ}$, inciso I, do Decreto n° 9.022, de 31 de março de 2017, encaminhamos à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica CCEE, conforme solicitação expressa na Carta CT-CCEE04657/2021 (SEI n° 0536389), a Portaria n° 552/GM/MME, de 13 de setembro de 2021, que aprova o Orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético CDE dos Programas "Luz para Todos" e "Mais Luz para Amazônia" para o ano de 2022.
- 2. Permanecemos à disposição para esclarecimentos que se fizerem necessários.

Anexos:

I - Portaria nº 552/GM/MME, de 13 de setembro de 2021 (SEI nº

0544122).

II - Publicação no DOU - Portaria nº 552/GM/MME, de 13 de setembro de

2021 (SEI nº 0544665).

Atenciosamente,



Documento assinado eletronicamente por **Paulo Gonçalves Cerqueira**, **Diretor(a) do Departamento de Políticas Sociais e Universalização do Acesso à Energia Elétrica**, em 15/09/2021, às 12:51, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do <u>Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020</u>.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?
acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0544759** e o código CRC **E6258493**.

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

SEI nº 0544759





Custos Administrativos, Financeiros e Tributários - CAFT 2022

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

Setembro/2021

Sumário

INT	RODUÇÃO	5
1.	RECURSOS HUMANOS	7
2.	SERVIÇOS JURÍDICOS	10
3.	CUSTOS INDIRETOS	11
4.	SUSTENTAÇÃO DE APLICAÇÕES	12
5.	AUDITORIA DE DADOS	13
6.	DESPESAS GERAIS	14
ANI	EXO I – Estimativa mensal	15
ANI	EXO II – Relação de Horas de Pessoal	16
ANI	EXO III – Custos Indiretos	17
ANI	FXO IV – Organograma	18

INTRODUÇÃO

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, na qualidade de gestora dos recursos financeiros envolvidos na 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 o Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, e a Resolução Normativa ANEEL nº 751, de 13 de dezembro de 2016, encaminha para a 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 2022.

Os custos estimados apresentarão os seguintes componentes: (i) Recursos Humanos; (ii) Serviços Jurídicos; (iii) Custos Indiretos; (iv) Sustentação de Aplicações de Sistemas Computacionais; (v) Auditoria Independente de Dados e (vi) Despesas Gerais.

Foram elaboradas análises comparativas entre os custos aprovados na competência vigente, referente ao ano de 2021 e a proposta orçamentária para o ano de 2022. Os indicadores de reajustes previstos e utilizados como índices inflacionários foram 5,19% de IPCA e 6,78% de IGP-M, além de 8,59% de INPC, aplicados sobre a base salarial de 2021, para correção da rubrica de Recursos Humanos, em consonância com a estimativa de acordo coletivo a ser concedido aos colaboradores desta Câmara.

Por se tratar de itens não gerenciáveis, os índices de correção foram importantes ofensores que contribuíram para elevação das despesas com pessoal. Se observamos, o valor do INPC sofreu uma variação de 5,59% acima do previsto para o ano de 2021 (3% frente ao 8,59%).

Em atendimento ao Ofício 196/2021-SFF/ANEEL, foram deduzidos da composição do valor dos CAFTs de 2022, o saldo remanescente do ano de 2020 corrigido até a data de seu recebimento, de acordo com os procedimentos adotados nos exercícios anteriores.

O resultado apresentou um total estimado de *R\$ 7.345.963,41* (<u>sete milhões, trezentos e quarenta e cinco mil, novecentos e sessenta e três reais e quarenta e um centavos</u>), o que representa uma redução de cerca de 56% se comparado aos custos aprovados para o ano de 2021.

A redução observada deve-se a conclusão do desenvolvimento do Sistema de Gestão Contas Setoriais – SGCS, que participou sazonalmente das propostas orçamentárias nos exercícios de 2019 a 2021.

A descrição detalhada de cada despesa, assim como a análise das variações, encontra-se disponível na seção correspondente de cada rubrica. O valor do desembolso previsto mensalmente está disponível no *Anexo I – Estimativa Mensal*.

O valor estimado para o exercício de 2022, comparado ao valor aprovado no exercício de 2021, apresentou uma redução total de 56%.

LINHA	APROVADO 2021	ESTIMADO 2022	Δ%	Δ\$
Projeto	R\$10.548.555,45	R\$0,00	-	-
Processo	R\$ 7.438.597,48	R\$ 7.925.768,72	7%	R\$ 487.171,24
Total	R\$ 17.987.152,93	R\$ 7.925.768,72	-56%	-R\$ 10.061.384,21

Quadro 1 - Total Consolidado

O valor estimado para o exercício de 2022, considerando apenas a linha de processos, comparado ao valor aprovado no exercício de 2021, apresentou um aumento total de aproximadamente 7%.

PROCESSO	APROVADO ESTIMADO 2021 2022		Δ%	Δ\$		
Recursos Humanos	R\$ 3.278.025,83	R\$ 3.817.355,66	16%	R\$ 539.329,83		
Serviços Jurídicos	R\$ 1.809.190,81	R\$ 1.554.648,00	-14%	-R\$ 254.542,81		
Custos Indiretos	R\$ 1.088.786,63	R\$ 1.272.063,82	17%	R\$ 183.277,19		
Sustentação Aplicações	R\$ 935.304,13	R\$ 1.017.451,00	9%	R\$ 82.146,87		
Auditoria de Dados	R\$ 244.571,40	R\$ 181.531,56	-26%	-R\$ 63.039,84		
Despesas Gerais	R\$ 82.718,68	R\$ 82.718,68	0%	R\$ 0,00		
Total	R\$ 7.438.597,48	R\$ 7.925.768,72	7%	R\$ 487.171,24		
Ofício 388/2020 - 196/2021 SFF/ANEEL (*)	-R\$167.906,48	-R\$579.805,31				
Total	R\$7.270.691,00	R\$7.345.963,41				

(*) Valor corrigido conforme determinação do ofício

Quadro 2 - Total Processo

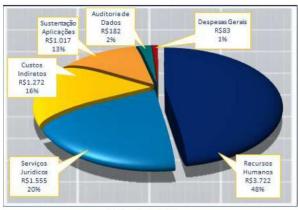


Gráfico 1 - Total Processo

1. RECURSOS HUMANOS

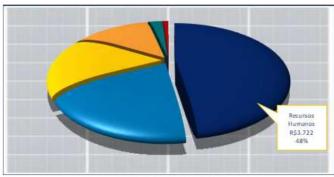


Gráfico 2 - Recursos Humanos

A linha de recursos humanos foi estimada em *R\$ 3.817.355,66 (três milhões, oitocentos e dezessete mil, trezentos e cinquenta e cinco reais e sessenta e seis centavos)*, o que representa cerca de 48% do valor total do CAFT para o ano de 2022.

Em relação ao custo anterior aprovado, houve um acréscimo de *R\$ 539.329,83 (quinhentos e trinta e nove mil, trezentos e vinte e nove reais e oitenta e três centavos)*, o que corresponde a aproximadamente 16% de expectativa de aumento para o período.

O ano de 2021 apresentou forte impacto inflacionário, elevando o índice do INPC em 5,89%, frente aos 3% previstos inicialmente. Por se tratar de um item não gerenciável, decorrente de fatores macroeconômicos, a variação do INPC foi um importante ofensor que contribuiu no aumento estimado para a linha de recursos humanos.

Importante destacar que ausências (licença médica, legal, férias), capacitação dos profissionais, preparação de *backup*, gestão de carreiras, reposição de vagas (em virtude de substituição ou promoção) são fatores que influenciam significativamente na assertividade do resultado das despesas com pessoal.

Em consonância com o mapa estratégico da organização, a linha de recursos humanos é o principal componente do processo e busca o atendimento dos requisitos de qualidade e segurança necessários para cumprimento das atividades, sempre em conformidade com as práticas de *compliance* estabelecidas.

No total, foram estimadas 29.771 (vinte e nove mil, setecentos e setenta e uma) horas para a gestão do processo, cerca de 10% acima do total aprovado para o exercício de 2021.

Variação de estimativas de horas por Área:

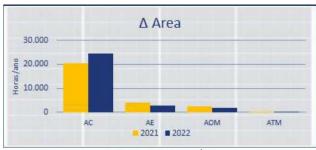


Gráfico 3 - Variação por Área

Principais variações identificadas:

- <u>AC Área Corporativa</u>: Adequação de *4.213* (quatro mil, duzentos e treze) horas em relação ao total aprovado no exercício de 2021, devido a realocação dos recursos que estavam dedicados temporariamente no desenvolvimento do projeto do SGCS (Sistema Gestão Contas Setoriais). Além de participações pontuais dos profissionais da área, foram dedicados *2 (dois)* recursos em período integral, da Gerência de Gestão das Contas Setoriais GCSE, que retornarão para suas atividades com o encerramento do projeto, reduzindo assim a necessidade de horas extras para cobertura dos profissionais que estavam empenhados nas entregas do Projeto durante este exercício;
- <u>AE Área Estratégica:</u> Redução de 1.285 (mil, duzentos e oitenta e cinco) horas em relação ao total aprovado no exercício de 2021, devido a estimativa menor de esforços dedicados por parte das gerencias jurídicas. O comportamento da carteira de processos durante o exercício atual tem se mostrado estável e estima-se que não haverá entrada de novas ações no período;
- <u>AOM Área de Operação do Mercado:</u> Redução de *496 (quatrocentos e noventa e seis)* horas em relação ao total aprovado no exercício de 2021. Para homologação do SGCS (Sistema Gestão Contas Setoriais) havia a dedicação parcial de recursos por parte da Gerência de Engenharia & Operação da Medição GEOP. Com a conclusão do projeto, as horas dedicadas para atendimento do processo foram redimensionadas, motivo pelo qual estima-se essa redução para o próximo período;
- ATM Área de Tecnologia de Mercado: Aumento de 156 (cento e cinquenta e seis) horas em relação ao total aprovado no exercício de 2021. Com a entrada em operação do SGCS (Sistema Gestão Contas Setoriais) foram estimadas horas adicionais para sustentação em virtude do envolvimento de outras tecnologias como: (i) BPM (Business Process Management) Ambiente interno de gerenciamento de processos tecnológicos; (ii) Motor de Cálculo Funcionalidade do sistema CliqCCEE; e (iii) DRI (Divulgação Resultados Informações) Ambiente de extração de relatórios.

Variação de estimativas de horas por perfil profissional:



Gráfico 4 - Variação por Perfil Profissional

O anexo II demonstra a relação das horas estimadas, por categoria profissional para o período.

2. SERVIÇOS JURÍDICOS

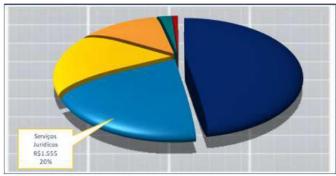


Gráfico 5 - Serviços Jurídicos

A linha de serviços jurídicos foi estimada em *R\$* 1.554.648,00 (um milhão, quinhentos e cinquenta e quatro mil, seiscentos e quarenta e oito reais), o que representa cerca de 20% do valor total do CAFT. Em relação ao custo anterior aprovado, houve redução de *R\$* 254.542,81 (duzentos e cinquenta e quatro mil, quinhentos e quarenta e dois reais e oitenta e um centavos), o que corresponde a aproximadamente 14% de expectativa de economia para o período.

O custo foi estimado considerando o acompanhamento atual de 207 (duzentos e sete) processos em andamento, recursos e atuação nos Tribunais Superiores, e ausência de expectativa de ingresso de novas ações para o ano de 2022.

Até o mês de julho de 2021 havia 391 (trezentos e noventa e uma) ações em acompanhamento, das quais 207 (duzentos e sete) a CCEE é parte e contrata escritórios externos para patrocínio. As outras 184 (cento e oitenta e quatro) ações são acompanhadas internamente e a CCEE pode atuar de forma estratégica ou, ainda, ser chamada para ingressar nas ações.

Embora não seja possível identificar que o fluxo de processos esteja estabilizado, os valores das estimativas foram revistos, considerando o crescimento orgânico da carteira de processos, gerando uma expectativa de economia para o período. O risco mensurado da carteira de ações está em torno de *R\$* 1,5 (um bilhão e quinhentos mil reais), o que representa cerca de 0,10% do orçamento pleiteado.

3. CUSTOS INDIRETOS

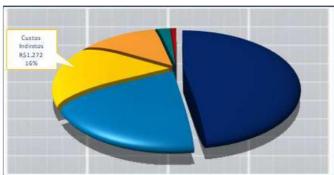


Gráfico 6 - Custos Indiretos

A linha de custos indiretos foi estimada em R\$ 1.272.063,82 (um milhão, duzentos e setenta e dois mil, sessenta e três reais e oitenta e dois centavos), o que representa cerca de 16% do valor total do CAFT. Em relação ao custo anterior aprovado, houve acréscimo de R\$ 183.277,19 (cento e oitenta e três mil, duzentos e setenta e sete reais e dezenove centavos), o que corresponde a aproximadamente 17% de expectativa de aumento.

Os custos indiretos atribuídos a gestão dos CAFT's consideram a infraestrutura de tecnologia utilizada pela organização. Como é de conhecimento, o ano de 2021 foi altamente desafiador no sentido de preservação de dados face a grande quantidade de ataques cibernéticos que as empresas sofreram, em destaque algumas do setor elétrico brasileiro.

Neste sentido a CCEE com o intuito de aumentar a segurança de suas operações, vem reforçando os investimentos em segurança cibernética para continuarmos operando de forma segura e contínua, reduzindo os riscos e impactos, dotando o ambiente de operações de proteção adequada contra ataques cibernéticos. Esses investimentos em conjunto com a aplicação dos indicadores macroeconômicos previstos para 2022, repercutem na variação entre os períodos de 2021 e 2022.

O *anexo III* demonstra a distribuição dos custos indiretos informando os processos de *back office* em que são aplicados e a descrição de suas atividades e componentes.

4. SUSTENTAÇÃO DE APLICAÇÕES

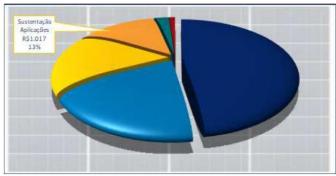


Gráfico 7 - Sustentação de Aplicações

A linha de sustentação de aplicações de sistemas computacionais foi estimada em R\$ 1.017.451,00 (um milhão, dezessete mil, quatrocentos e cinquenta e um reais), o que representa cerca de 13% do valor total do CAFT. Em relação ao custo anterior aprovado houve acréscimo de R\$ 82.146,87 (oitenta e dois mil, cento e quarenta e seis reais e oitenta e sete centavos), que corresponde a aproximadamente 9% de expectativa de aumento para o período.

Foram mantidos os 3 (três) recursos de terceiros contratados para atuação nos processos de sustentação e desenvolvimento de soluções tecnológicas e praticadas as taxas dos profissionais que estão alocados atualmente no processo.

5. AUDITORIA DE DADOS

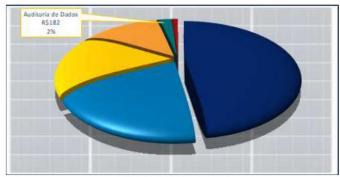


Gráfico 8 - Auditoria de Dados

A linha de auditoria independente de dados foi estimada em *R\$ 181.531,56 (cento e oitenta e um mil, quinhentos e trinta e um reais e cinquenta e seis centavos)*, o que representa cerca de 2% do valor total do CAFT. Em relação ao custo anterior aprovado, houve redução de *R\$ 63.039,84 (sessenta e três mil, trinta e nove reais e oitenta e quatro centavos)*, o que corresponde aproximadamente a 26% de expectativa de economia para o período.

O custo foi estimado considerando o valor licitado e firmado em 2021 para o período de janeiro a dezembro de 2022, junto a Ernst & Young Auditores Independentes - EY, cujo objeto é a asseguração razoável mensal da operação.

A oportunidade de economia estimada decorre da mudança na periodicidade de prestação do serviço, que era apurada mensalmente e a partir do próximo exercício, ocorrerá de forma trimestral.

6. DESPESAS GERAIS

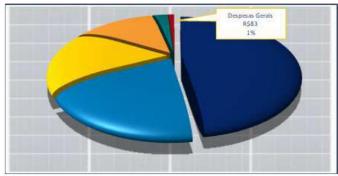


Gráfico 9 - Despesas Gerais

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), o que representa menos de 1% do valor total do CAFT. Optou-se por manter os valores aprovados no orçamento atual, em virtude da expectativa de retorno das atividades no modo presencial.

As despesas com transporte, viagens e hospedagens, além de eventuais despesas administrativas são classificadas nesta rubrica.

ANEXO I – Estimativa mensal



EOliveira/GEFAS - restrito - 15

ANEXO II – Relação de Horas de Pessoal

														loras valor decin
DIRETOR -	Nível	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO		OUT	NOV	DEZ	TOTAL
AC	GERENTE EXECUTIVO	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	960
	GERENTE	115	185	140	168	152	185	152	185	168	165	163	147	1.924
	ESPECIALISTA	128	198	153	181	165	198	165	198	181	178	176	160	2.080
	SÊNIOR	244	384	294	351	318	384	318	384	351	344	340	308	4.016
	PLENO	560	909	685	827	744	913	744	909	827	809	800	732	9.460
	JÚNIOR	392	532	442	499	466	532	466	532	499	492	488	464	5.800
	ASSISTENTE	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	240
AE	GERENTE EXECUTIVO	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	360
	GERENTE	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	732
	ESPECIALISTA	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	1	4
	SÊNIOR	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	408
	PLENO	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	1.317
	JÚNIOR	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	66
	ASSISTENTE	4	1	1	4	1	1	4	1	1	4	1	1	28
AOM	GERENTE	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	144
	ESPECIALISTA	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	540
	SÊNIOR	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	720
	PLENO	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	540
ATM	ESPECIALISTA	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	120
	SÊNIOR	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	312
Total Gera	al	1.982	2.746	2.254	2.569	2.383	2.750	2.387	2.746	2.565	2.530	2.507	2.352	29.771

ANEXO III - Custos Indiretos



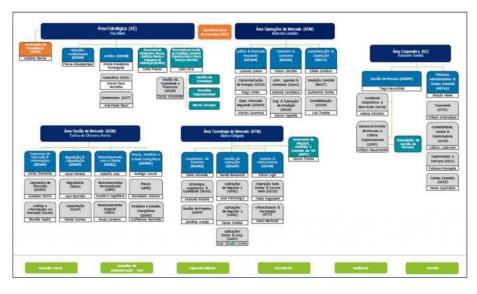
 Alocação dos custos indiretos é realizada em função da quantidade de horas dedicadas no processo, em que:

- Percentual Processo Regulado Demonstra em percentual quanto as horas apontadas no Processo Regulado, Atividade, Projetos, representam sobre o total de horas da CCEE.
- Custo Back office Estimados Demonstram o total estimado para os 7 processos de Back Office.

Custos Indiretos Processo Regulado – Demonstra a parcela de custos indiretos a serem apropriados para Processo Regulado.

EOliveira/GEFAS - restrito - 17

ANEXO IV – Organograma



Número: 48550.000947/2017-00



Memorando nº 107/2017-SRG/ANEEL

Em 12 de setembro de 2017.

Ao Superintendente de Gestão tarifária Davi Antunes Lima

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

- 1. Em resposta ao Memorando nº 284/2017-SGT/ANEEL, de 6 de setembro de 2017 (SICNet 48581.002144/2017-00), por meio do qual, com vistas à estimativa de gastos da CDE em 2018 com a subvenção do Carvão Mineral, a SGT solicita (i) custo médio do combustível reconhecido pela CDE para fins de reembolso nos anos de 2013, 2014 e 2015, corrigido pelo IPCA, e (ii) o estoque de carvão mineral custeado pela CDE e não consumindo no ano anterior, preservado o estoque estratégico, temos a informar o que se segue.
- 2. Quanto ao item (i), apresentamos a tabela abaixo contendo o custo médio do combustível reembolsado¹ pela CDE nos anos de 2013, 2014 e 2015, com valores atualizados mensalmente até dezembro de 2016. Conforme inciso I do § 2º do art. 5º do Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, tais valores representam limites para fins de reembolso que devem ser atualizados anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo IPCA.

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

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

Os valores históricos constam em planilhas disponíveis no sítio 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

FAC

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

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

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

B.IV - Previsão reembolso de Carvão Mineral - Diamante



Programa de Reembolso Total											
Dado - Competência	dez-21		Base Anual -								
Dado - Caixa	jan-22		Competência								
Carvão Mineral	R\$ 59.765.006,	14 R\$	799.458.899,96								
Óleo Diesel	R\$ 1.337.448,	87 R\$	16.301.503,36								
Óleo Combustível	R\$	- R	\$ -								
Limite de Reembolso	R\$ 96.253.193,	19 R\$	1.155.038.318,25								
Sub Total	R\$ 61.102.455,	01 R\$	815.760.403,32								
Fiscalização - Principal	-R\$ 3.233.855,	53 -R\$	35.572.410,83								
Fiscalização - Encargos	-R\$ 270.363,	84 -R\$	961.343,66								
Total	R\$ 57.598.235,	54 R\$	779.226.648,83								

Dado - Competência		dez-21		Base Anual -
Dado - Caixa		jan-22		Competência
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		91,56%		91,14%
Qcompra_eficiente - Compra mínima eficiente (t)		183.120,00		2.187.438,20
Estoque Histórico (t)		709.712,00		709.712,00
1/5 Estoque Histórico 2013 - 2016 (t)		11.828,53		141.942,40
Diferença entre o Ehist utilizado e o apurado pela Fiscalização (t)		N/A		52.577,40
Diferença do Ehist utilizado e apurado pela Fiscalização - 2021 (t)	-	2.190,73	-	26.288,70
Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (t) (Ea-1)		-		
Diferença do Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (Ea-1) aplicado em 2018 e apurado pela Fiscalização (t)		N/A	-	84.020,00
Diferença do Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (E _{a~1}) aplicado em 2018 e apurado pela Fiscalização - 2021 (t)	-	3.500,83	-	42.010,00
Estoque Estratégico do beneficiário(t)		-		288.990,00
Quantidade de Carvão Consumida do Estoque Estratégico (t) ²		-		453.660,00
Quantidade Efetiva - Qefetiva (t)		176.983,03		2.113.794,50
Preço do Carvão (R\$/t)¹	R\$	337,69	R\$	378,2103
Total Carvão Mineral	R\$	59.765.006	R\$	799.458.900

Dado - Competência	dez-21		Base Anual - Competência	
Dado - Caixa	jan-22			
Óleo Combustível A1 - № de Paridas "a Frio"/Ano	-	7	-	
Consumo OC/ Partida "a Frio" (t)	-		-	
Consumo OC/ Partida "a Frio" (kg)	-	â.	-	
Óleo Combustível A1 - № de Paridas "a Quente"/Ano	-		2	
Consumo OC/ Partida "a Quente" (t)	-	8	-	
Consumo OC/ Partida "a Quente" (kg)	-		-	
Projeção de Preço ANP OC (R\$/kg)	R\$ 2,7	9 R\$	2,85	
Eficiência Energética	91,56	%	91,149	
Total Óleo Combustível		·-		
Óleo Diesel - № de Partidas "a Frio"/Ano	2,5	0	30,00	
Consumo OD/ Partida "a Frio" (m³)	85,0)	85,00	
Consumo OD/ Partida "a Frio" (L)	85.000,0)	85.000,00	
Óleo Diesel - № de Partidas "a Quente"/Ano	2,5)	30,00	
Consumo/ Partida "a Quente" (m³)	85,0)	85,00	
Consumo OD/ Partida "a Quente" (L)	85.000,0)	85.000,00	
Projeção de Preço ANP (R\$/L)	R\$ 3,4	4 R\$	3,51	
Eficiência Energética	91,56	%	91,149	
Total Óleo Diesel	1.337.448,	37	16.301.503,36	
Total Combustível Secundário	R\$ 1.337.448,8	7 R\$	16.301.503,36	

¹O Preço do carvão pode ser atualizado em 12% a partir da competência de jan/2022, conforme declarado na previsão de custos do beneficiário, visto que os contratos de compra de carvão encontram-se em negociação.

² Declarado 288.990 t. O estoque estratégico foi reembolsado durante o ano de 2018, de modo que a responsabilidade de mantê-lo é imputada ao beneficiário, conforme Art. 14 §19 da REN nº 801/2017. O beneficiário informa que durante o ano de 2021 foi reposto 453.660 t.

B.V - Previsão reembolso de Carvão Mineral - Copel



Programa de Reembolso Total						
Dado - Competência	dez-21	ı	Base Anual -			
Dado - Caixa	jan-22	(Competência			
Carvão Mineral	-R\$ 176.890,70	R\$	25.883.391,97			
Óleo Diesel	R\$ 20.375,00	R\$	249.537,67			
Óleo Combustível	R\$	R\$	-			
Limite de Reembolso	R\$ 3.079.968,1	R\$	36.959.617,38			
Sub Total	-R\$ 156.515,6	R\$	26.132.929,64			
Total*	-R\$ 156.515,6	R\$	26.132.929,64			

^{*}Valor da competência de dez/21 foi cobrado em maio/21 conforme Despacho 1244/2021

Programação de Reembolso de Carvão Mineral Nacional			
Dado Competência	dez-21	Base Anual -	
Dado - Caixa	jan-22	Competência	
Compra Mínima - Contrato (t)	6.500,00	60.000,00	
Compra Mínima - Contrato 2002 (t)	6.250,00	75.000,00	
Cobertura Eficiência Energética	50%	100%	
Qcompra_eficiente - Compra mínima eficiente (t)	3.125,00	60.000,00	
Estoque Histórico (t)	N/A	29.243,00	
1/5 Estoque Histórico 2013 - 2016 (t)	487,38	5.848,60	
Diferença entre o Ehist utilizado e o apurado pela Fiscalização (t)	N/A	4.465,20	
Diferença do Ehist utilizado e apurado pela Fiscalização - 2021 (t)	186,05	2.232,60	
Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (t) (Ea-1)	3.125,00	12.500,00	
Diferença do Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (Ea-1) aplicado em 2018 e apurado pela Fiscalização (t)	N/A	- 8.369,00	
Diferença do Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (Ea-1) aplicado em 2018 e apurado pela Fiscalização - 2021 (t)	- 348,70833	- 4.184,50	
Estoque Estratégico do beneficiário(t)	-	13.000,00	
Quantidade de Carvão Consumida do Estoque Estratégico (t) ¹	-		
Quantidade Efetiva - Qefetiva (t)	- 324,73	43.603,30	
Preço do Carvão (R\$/t)	R\$ 544,74	R\$ 593,61085	
Total Carvão Mineral	-R\$ 176.891	R\$ 25.883.392	

Programação de Reembolso dos Combu	stíveis Secundários			
Dado Competência	dez-20	\Box	Base Anual - Competência	
Dado - Caixa	jan-21			
Óleo Combustível A1 - № 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		-	5	
Consumo OC/ Partida "a Quente" (t)		-	-	
Consumo OC/ Partida "a Quente" (kg)		-	2	
Projeção de Preço ANP OC (R\$/kg)	R\$ 2,	78 F	R\$ 2,84	
Eficiência Energética		0%	100%	
Total Óleo Combustível		-		
Óleo Diesel - № de Partidas "a Frio"/Ano	0,	67	8,00	
Consumo OD/ Partida "a Frio" (m³)	6,	00	6,00	
Consumo OD/ Partida "a Frio" (L)	6.000,	00	6.000,00	
Óleo Diesel - Nº de Partidas "a Quente"/Ano	1,	33	16,00	
Consumo/ Partida "a Quente" (m³)	1,	50	1,50	
Consumo OD/ Partida "a Quente" (L)	1.500,	00	1.500,00	
Projeção de Preço ANP (R\$/L)	R\$ 3,	40 F	R\$ 3,47	
Eficiência Energética	10	0%	1009	
Total Óleo Diesel	20.375	,08	249.537,67	
Total Combustível Secundário	R\$ 20.375,	08 F	R\$ 249.537,67	

¹ Declarado 13.000t. O estoque estratégico foi reembolsado durante o ano de 2018, de modo que a responsabilidade de mantê-lo é imputada ao beneficiário, conforme Art. 14 §1º da REN nº 801/2017.

B.VI - Previsão reembolso de Carvão Mineral - CGT Eletrosul



Programa de Reembolso Total						
Dado - Competência	dez-21	\top	Base Anual -			
Dado - Caixa	jan-22		Competência			
Carvão Mineral	R\$ 3.339.33	8,31 R	\$ 58.438.354,67			
Óleo Diesel	R\$ 480.04	7,01 R	\$ 5.895.420,26			
Óleo Combustível	R\$ 990.26	4,97 R	\$ 12.158.748,78			
Limite de Reembolso	R\$ 17.623.72	0,65 R	\$ 211.484.647,76			
Sub Total	R\$ 4.809.65	0,29 R	\$ 76.492.523,72			
Fiscalização - Principal	Suspenso DSP 295/	021 S	uspenso DSP 295/2021			
Fiscalização - Encargos		N/A	N/A			
Total	R\$ 4.809.65	0,29 R	\$ 76.492.523,72			

Programação de Reembolso de Carvão Mineral Nacional					
Dado - Competência		dez-21		Base Anual -	
Dado - Caixa		jan-22		Competência	
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		99,70%		100,00%	
Qcompra_eficiente - Compra mínima eficiente (t)		99.700,00		1.200.000,00	
Estoque Histórico (Prés. Médici + Candiota III) (t)		3.576.620,00		3.576.620,00	
1/5 Estoque Histórico 2013 - 2016 (t)		59.610,33		715.324,00	
Diferença entre o Ehist utilizado e o apurado pela Fiscalização (t)		N/A	-	387.989,40	
Diferença do Ehist utilizado e apurado pela Fiscalização - 2021 (t)	-	16.166,23	-	193.994,70	
Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (t) (E a ¬)		10.316,68			
Diferença do Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (E a ~ 1) aplicado em 2018 e apurado pela Fiscalização (t)		N/A		318.461,00	
Diferença do Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (Ea-1) aplicado em 2018 e apurado pela Fiscalização - 2021 (t)		13.269,21		159.230,50	
Estoque Estratégico do beneficiário(t)		-		100.000,00	
Quantidade de Carvão Consumida do Estoque Estratégico (t) ¹		-			
Quantidade Efetiva - Qefetiva (t)		29.772,99		484.676,00	
Preço do Carvão - Inclui Transporte (R\$/t)	R\$	112,16	R\$	120,57	
Total Carvão Mineral	R\$	3.339.338	R\$	58.438.355	

Programação de Reembolso dos Com	nbustíveis Secundários		
Dado - Competência	dez-21	Base Anual - Competência	
Dado - Caixa	jan-22		
Óleo Combustível A1 - № de Paridas "a Frio"/Ano	1,00	12,00	
Consumo OC/ Partida "a Frio" (t)	150,00	150,00	
Consumo OC/ Partida "a Frio" (kg)	150.000,00	150.000,00	
Óleo Combustível A1 - № de Paridas "a Quente"/Ano	2,00	24,00	
Consumo OC/ Partida "a Quente" (t)	100,00	100,00	
Consumo OC/ Partida "a Quente" (kg)	100.000,00	100.000,00	
Projeção de Preço ANP OC (R\$/kg)	R\$ 2,84	R\$ 2,89	
Eficiência Energética	99,70%	100,00%	
Total Óleo Combustível	990.264,97	12.158.748,78	
Óleo Diesel - № de Partidas "a Frio"/Ano	1,00	12,00	
Consumo OD/ Partida "a Frio" (m³)	60,00	60,00	
Consumo OD/ Partida "a Frio" (L)	60.000,00	60.000,00	
Óleo Diesel - № de Partidas "a Quente"/Ano	2,00	24,00	
Consumo/ Partida "a Quente" (m³)	40,00	40,00	
Consumo OD/ Partida "a Quente" (L)	40.000,00	40.000,00	
Projeção de Preço ANP (R\$/L)	R\$ 3,44	R\$ 3,51	
Eficiência Energética	99,70%	100,00%	
		5.895.420,26	
Total Óleo Diesel	480.047,01	3.893.420,20	

¹ Declarado 100.000t. O estoque estratégico foi reembolsado durante o ano de 2018, de modo que a responsabilidade de mantê-lo é imputada ao beneficiário, conforme Art. 14 §1º da REN nº 801/2017.

B.VII - Apuração Ea-1 — Carvão Mineral



Apuração Ea-1

Diamante					
Mês	Compra Mínima Eficiente(t)	Consumo* SCD (t)	Carvão não consumido (Ano (t)		
jan/21	182.600,00	315.839,80	- 133.239,80		
fev/21	182.600,00	260.322,30	- 210.962,10		
mar/21	182.600,00	292.692,20	- 321.054,30		
abr/21	182.600,00	181.309,80	- 319.764,10		
mai/21	182.600,00	187.406,90	- 324.571,00		
jun/21	182.600,00	204.073,80	- 346.044,80		
jul/21	182.600,00	217.687,90	- 381.132,70		
ago/21	182.600,00	308.190,40	- 506.723,10		
set/21	182.600,00	256.200,00	- 580.323,10		
out/21	182.600,00	287.900,00	- 685.623,10		
nov/21	182.600,00	280.000,00	- 783.023,10		
dez/21	182.600,00	287.900,00	121		

CGT Eletrosul					
Mês	Compra Mínima Eficiente(t)	Consumo* SCD (t)	Carvão não consumido (Ano (t)		
jan/21	100.077,08	150.397,39	-	50.320,31	
fev/21	100.077,08	182.788,41	-	133.031,64	
mar/21	99.250,00	167.069,61	-	200.851,25	
abr/21	99.250,00	200.179,22	-	301.780,47	
mai/21	100.077,08	202.979,99	-	404.683,38	
jun/21	100.077,08	196.971,53	-	501.577,83	
jul/21	100.077,08	139.873,43	-	541.374,18	
ago/21	99.250,00	200.360,12	-	642.484,30	
set/21	99.250,00	200.000,00	-	743.234,30	
out/21	99.250,00	200.000,00	-	843.984,30	
nov/21	99.250,00	200.000,00	-	944.734,30	
dez/21	99.250,00	200.000,00		_	

Copel					
Mês	Compra Mínima Eficiente(t)	Consumo* SCD (t)	Carvão não consumido (Ano (t)		
jan/21	-	-	-		
fev/21	-0	-	-		
mar/21			-		
abr/21	-	-	-		
mai/21	-		-		
jun/21		-	-		
jul/21	3.125,00	170	3.125,00		
ago/21	3.125,00	17.1	6.250,00		
set/21	3.125,00	-	9.375,00		
out/21	3.125,00	-	12.500,00		
nov/21	3.125,00		15.625,00		
dez/21	3.125,00	6.250,00	12.500,00		

^{*}Para os meses de setembro a dezembro, o beneficiário informou a previsão de consumo, sendo assim o Ea-1 efetivo será verificado no final do ano.

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



Diamante - Complexo Jorge Lacerda		
Potência Complexo	857 MW	
ηref ponderado (REN)	33,65%	
ηcomplexo (Medição)	30,67%	
ηaplicada	91,14%	

CGT Eletrosul - Candiota III		
Potência Usina	350 MW	
ηref	35,00%	
ηusina	35,40%	
ηaplicada	100,00%	

Copel - Figu	ueira ¹
Potência Usina	20 MW
ηref	25,00%
ηusina	27,44%
ηaplicada	100,00%

Resumo Eficiência - Medição

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA (MW)	ENERGIA	Q X PCI	(ηusina) 2020	(ηusina) 2021
CGTEE	Candiota III	350	1.508.059,96	4.260.541,17	34,74%	35,40%
COPEL	Figueira	20	1076	-	Usina Parada	Usina Parada
DIAMANTE GERAÇÃO	Jorge Lacerda A1	100	318.687,44	1.212.532,27	26,11%	26,28%
DIAMANTE GERAÇÃO	Jorge Lacerda A2	132	533.821,47	1.780.986,00	29,88%	29,97%
DIAMANTE GERAÇÃO	Jorge Lacerda B	262	1.056.051,04	3.683.350,89	28,75%	28,67%
DIAMANTE GERAÇÃO	Jorge Lacerda C	363	681.262,28	2.029.594,83	33,86%	33,57%
DIAMANTE GERAÇÃO	MPLEXO JORGE LACER	857	2.589.822,24	8.706.463,99	30,81%	29,75%
DIAMANTE	RGE LACERDA (MÉDIA	5		-	30,78%	30,67%

^{*} Utilizados os dados da contabilização de Janeiro/2021 a Julho/2021

¹ A usina Figueira, por conta de seu processo de modernização não registrou montantes de energia e de consumo e, desta maneira, não foi possível realizar o cálculo para o período de referência (01/01/2021 a 31/07/2021). Desta forma, para fins orçamentários, foi utilizado o dado de eficiência energética previsto após as obras de modernização fornecido pela Copel GT.

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



Resumo Competência - janeiro a dezembro de 2022						
		CGT Eletrosul		Diamante		Copel
Compra Mínima - Contrato (t)		1.200.000,00		2.400.000,00		60.000,00
Compra Mínima - Contrato 2002 (t)		1.600.000,00		7.000.000,00		75.000,00
Cobertura Eficiência Energética		100,00%		91,14%		100,00%
Compra mínima eficiente (t)		1.200.000,00		2.187.438,20		60.000,00
Estoque Histórico (t)		-3.576.620,00		-709.712,00		-29.243,00
Estoque Histórico 2013 - 2016 (t) (Parcela 5 de 5)		-715.324,00		-141.942,40		-5.848,60
Diferença do Ehist utilizado e apurado pela Fiscalização - 2021 (t) (Parcela 2 de 2)	Susp	enso DSP 295/2021		26.288,70		-2.232,60
Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido (t)		0,00		0,00		-12.500,00
Diferença do Estoque Custeado pela CDE e Não Consumido aplicado em 2018 e apurado pela Fiscalização - 2021 (t) (Parcela 2 de 2)	Susp	enso DSP 295/2021		42.010,00		4.184,50
Estoque Estratégico (t)		0,00		0,00		0,00
Quantidade Efetiva (t)		484.676,00		2.113.794,50		43.603,30
Preço Contrato - Inclui Transporte (R\$/t)	R\$	120,57	R\$	378,21	R\$	593,61
Reembolso carvão	R\$	58.438.354,67	R\$	799.458.899,96	R\$	25.883.391,97
Reembolso combustível secundário	R\$	18.054.169,05	R\$	16.301.503,36	R\$	249.537,67
Limite de Reembolso	R\$	211.484.647,76	R\$	1.155.038.318,25	R\$	36.959.617,38
Reembolso Total Anual	R\$	76.492.523,72	R\$	815.760.403,32	R\$	26.132.929,64

Os montantes positivos de carvão são a favor do beneficiário e os negativos a favor do fundo.

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

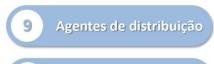
C.I - Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados







CARGA DE ENERGIA TOTAL - 2022



165 Sistemas Isolados

2022



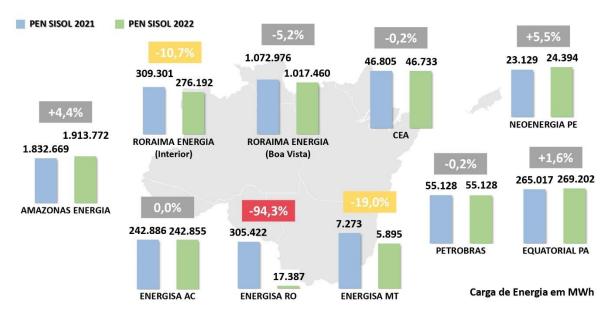
CARGA DE ENERGIA MWmed PARTICIPAÇÃO

SIN – PEN 2021* 71.955 99,4% SISOL – PEN SISOL 2022 442 0,6%

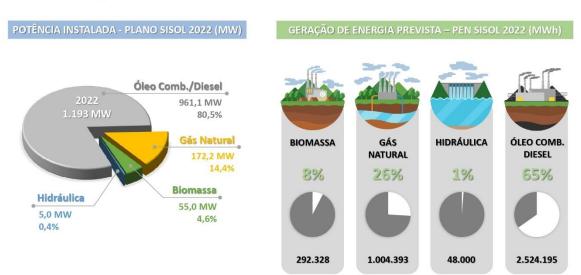
PERCENTUAL

^{*} Fonte: 2ª Revisão Quadrimestral da carga para o PLAN 2021-2025

CARGA DE ENERGIA: PEN SISOL 2022 X PEN SISOL 2021



COMPOSIÇÃO DO PARQUE GERADOR - 2022





BALANÇO DE ENERGIA E CONSUMO PREVISTO

ACRE

ENERGISA ACRE

Número de Localidades* 7

Carga em SISOL (MWh) 242.855

Geração Térmica PIE (MWh) 252.322

Combustível (m³) 0

*A localidade de Cruzeiro do Sul (AC) fará suprimento à localidade de Guajará (AM)



BALANÇO DE ENERGIA E CONSUMO PREVISTO

AMAPÁ

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ

Número de Localidades	1
Carga em SISOL (MWh)	46.733
Geração Térmica PIE (MWh)	46.733
Combustível (m³)	<i>a</i> 0



BALANÇO DE ENERGIA E CONSUMO PREVISTO

AMAZONAS

AMAZONAS ENERGIA		¹ CONSUMO DE CON	NBUSTÍVEL
Número de Localidades*	95	Diesel (m³)	106.162
Carga em SISOL (MWh)	1.913.772	Gás Natural (MMm³)	19,253
Geração Térmica Própria¹ (MWh)	491.991	² GT PIE – TIPO DE	FONTE
Geração Térmica PIE ² (MWh)	1.412.314	Biomassa (MWh)	43.200
		Gás Natural (MWh)	106.759
		Petróleo (MWh)	1.262.355

*A localidade de Guajará (AM) será atendida pela localidade de Cruzeiro do Sul (AC)

LEILÃO DE GERAÇÃO № 02/2016 - AMAZONAS

28 EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO PREVISTOS PARA O HORIZONTE DO PLANO SISOL 2022

	EMPREENDIMENTO	PREVISÃO	EMPREENDIMENTO	PREVISÃO
ets	APUÍ	16/10/2022	NHAMUNDÁ	30/11/2021
	BELÉM DO SOLIMÕES	31/05/2022	NOVO CÉU	30/11/2021
	BETÂNIA	09/10/2021	NOVO ARIPUANÃ	03/08/2022
	BARCELOS	30/11/2021	AUXILIADORA	12/08/2022
	CARVOEIRO	30/11/2021	AXINIM	10/08/2022
	CAVIANA	30/11/2021	SANTA ISABEL DO RIO NEGRO	30/11/2021
	cucuí	01/06/2022	SANTA ROTA DO WELL	15/01/2022
	IAUARETÊ	01/06/2022	SANTANA DO UATUMÃ	30/11/2021
	FEIJOAL	19/06/2022	SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ	30/09/2021
	ITAMARATI	06/10/2021	SUCUNDURÍ	02/08/2022
	URUCURITUBA + ITAPEAÇÚ	30/11/2021	URUCARÁ	30/11/2021
	JURUÁ	09/10/2021	VILA AMAZÔNIA + ZÉ AÇÚ	30/11/2021
	VILA DE MATUPÍ	01/08/2022	VILA BITTENCOURT	26/03/2022
	MOURA	30/11/2021	TAMANIQUÁ	09/10/2021
Fonte:	Acompanhamento da Expansi	ão da Oferta de Ge	ração de Energia Elétrica da ANEI	L de agosto de

REDUÇÃO DE
GERAÇÃO TÉRMICA
PRÓPRIA EM FUNÇÃO
DA ENTRADA EM
OPERAÇÃO DAS
USINAS VENCEDORAS
DO LEILÃO Nº 02/2016

BALANÇO DE ENERGIA E CONSUMO PREVISTO



ENERGISA MATO GROSSO

Número de Localidades*1Carga em SISOL (MWh)5.895Geração Térmica Própria (MWh)5.895Combustível (m³)1.745

^{*}A localidade de Guariba tem previsão de interligação ao SIN para novembro de 2022

BALANÇO DE ENERGIA E CONSUMO PREVISTO PARÁ **EQUATORIAL PARÁ** Número de Localidades* 16 Carga em SISOL (MWh) 269.202 Geração Térmica PIE (MWh) 269.202 Combustível (m³) Número de Localidades 2 Carga em SISOL (MWh) 55.026 Geração Térmica Própria (MWh) 55.026 Combustível (m³) 15.573 *A localidade de Almeirim tem previsão de interligação ao SIN para janeiro de 2022

BALANÇO DE ENERGIA E CONSUMO PREVISTO

FERNANDO DE NORONHA

NEOENERGIA PERNAMBUCO (CELPE)

Número de Localidades	1
Carga em SISOL (MWh)	24.394
Geração Térmica Própria (MWh)	24.394
Combustível (m³)	6.903



BALANÇO DE ENERGIA E CONSUMO PREVISTO

RONDÔNIA

ENERGISA RONDÔNIA

Número de Localidades* 13
Carga em SISOL (MWh) 17.387
Geração Térmica PIE (MWh) 17.387
Combustível (m³) 0

*Previsão de interligação de 9 localidades ao SIN para janeiro de 2022

BALANÇO DE ENERGIA E CONSUMO PREVISTO

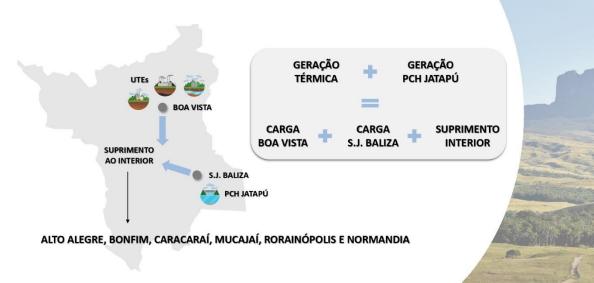
RORAIMA - INTERIOR

RORAIMA ENERGIA

Número de Localidades*	27
Carga em SISOL (MWh)	242.867
Geração Térmica Própria (MWh)	26.298
Suprimento de Boa Vista (MWh)	205.002
Suprimento de S.J. da Baliza (MWh)	11.567
Combustível (m³)	7.738

*Desconsiderada a localidade de São João da Baliza Previsão de interligação de 36 localidades a outras localidades de Roraima

BALANÇO DE ENERGIA E CONSUMO PREVISTO



BALANÇO DE ENERGIA E CONSUMO PREVISTO

RORAIMA - BOA VISTA E S.J. BALIZA

Geração Térmica Própria (MWh) 137.249			
Carga de Boa Vista (MWh) Carga de S.J. da Baliza (MWh) Geração Térmica Própria (MWh) 1.017.460 Gás Natural (MWh) 33.325 Petróleo (MWh) 137.249	RORAIMA ENERGI	DE FONTE	
Carga de S.J. da Baliza (MWh) 33.325 Petróleo (MWh) Geração Térmica Própria (MWh) 137.249	ero de Localidades	2	9.128
Geração Térmica Própria (MWh) 137.249	de Boa Vista (MWh)	8	2.977
	de S.J. da Baliza (MWh)		0
	ção Térmica Própria (MWh)	1	
Geração Térmica PIE¹ (MWh) 1.082.105	ção Térmica PIE¹ (MWh)	The state of the s	
Geração Hidráulica (MWh) 48.000	ção Hidráulica (MWh)		
Suprimento ao Interior (MWh) 216.569	mento ao Interior (MWh)	MARCHAEL STATE	
Combustível (m³) 38.842	oustível (m³)		
			1

LEILÃO DE GERAÇÃO № 01/2019 - RORAIMA

7 EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO PREVISTOS PARA O HORIZONTE DO PLANO SISOL 2022

EMPREENDIMENTO	POTÊNCIA (MW)	PREVISÃO
BONFIM	8,2	29/12/2021
CANTÁ	8,2	29/12/2021
PAU RAINHA	8,2	29/12/2021
SANTA LUZ	8,2	29/12/2021
MONTE CRISTO SUCUBA	38,1	19/01/2022
JAGUATIRICA II	117,0	26/01/2022
BBF BALIZA	13,3	30/04/2022
PALMAPLAN ENERGIA 2	10,9	18/02/2023
HÍBRIDO FORTE DE SÃO JOAQUIM	51,4	30/04/2023



Fonte: Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica da ANEEL de agosto de 2021

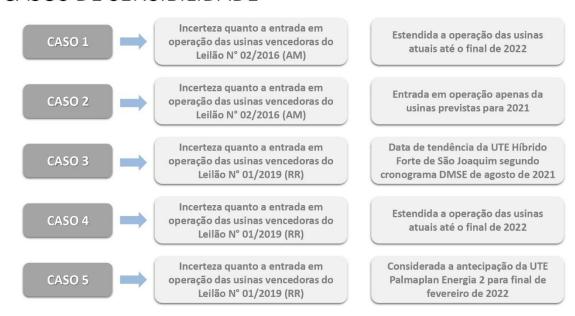
BALANÇO DE ENERGIA E CONSUMO PREVISTO

Considerações Importantes:

- A previsão de geração das usinas que atenderão a capital Boa Vista e suprirão as demais localidades no interior do estado considera a data de entrada dos novos empreendimentos, segundo cronograma de acompanhamento da ANEEL de agosto de 2021, e a desativação das usinas existentes.
- A partir de fevereiro de 2022, com a entrada em operação da UTE Jaguatirica II, foi considerada a desativação da UTE Floresta.
- As UTEs Bonfim, Cantá, Pau Rainha, Santa Luz e BBF Baliza possuem geração inflexível.
- A alocação dos recursos de geração considera a minimização do consumo de combustíveis e o CVU das usinas.
- A UTE Novo Paraíso é estritamente necessária para garantir um controle de tensão adequado no interior do
 Estado, notadamente nas regiões de Caracaraí, Novo Paraíso e Rorainópolis. Sendo assim, a desativação
 dessa usina só será considerada a partir da entrada em operação das UTEs BBF Baliza e Palmaplan Energia 2.
- Para o cálculo do balanço de energia e consumo previsto, foi considerado o cronograma de acompanhamento da expansão da oferta de geração de energia elétrica da ANEEL de agosto de 2021. O critério adotado foi de considerar a entrada em operação comercial no início do mês subsequente à previsão que consta no referido acompanhamento.

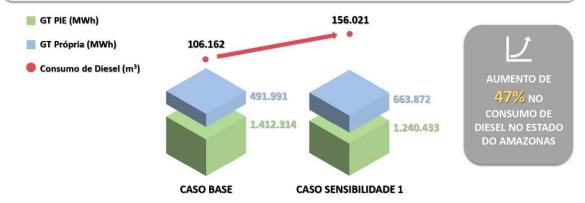


CASOS DE SENSIBILIDADE



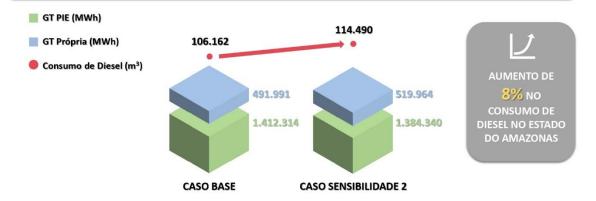
CASO 1 - MOTIVAÇÃO

✓ Leilão nº 02/2016 (AM) – A entrada em operação dos empreendimentos de geração vencedores do leilão era prevista para final de 2018 (84 empreendimentos). Existem 30 empreendimentos que não entraram em operação até o momento, dentre os quais 28 estão previstos para até o final de 2022. Esse cenário de sensibilidade considera que os 30 empreendimentos faltantes não entrarão em operação em 2022.



CASO 2 - MOTIVAÇÃO

✓ Leilão nº 02/2016 (AM) — A entrada em operação dos empreendimentos de geração vencedores do leilão era prevista para final de 2018 (84 empreendimentos). Existem 30 empreendimentos que não entraram em operação até o momento, dentre os quais 16 estão previstos para 2021 e 12 estão previstos para 2022. Esse cenário de sensibilidade considera que os 12 empreendimentos previstos para 2022 não entrarão em operação.

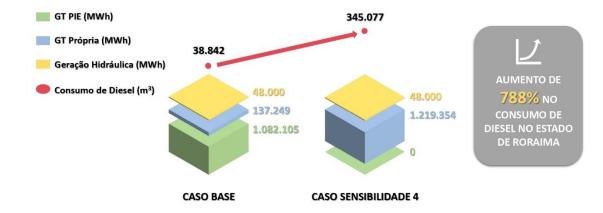


CASO 3 - MOTIVAÇÃO

- ✓ Leilão nº 01/2019 (RR) Segundo cronograma atualizado do DMSE de agosto de 2021, a previsão de entrada em operação da UTE Híbrido Forte São Joaquim é 22/11/2022. Esse cenário de sensibilidade considera a nova previsão de entrada em operação da referida UTE para dezembro de 2022.
- Mesmo com a entrada em operação da UTE Híbrido Forte São Joaquim, a desativação da UTE Novo Paraíso só poderá ocorrer após a entrada da UTE Palmaplan Energia 2, atualmente prevista para 2023, uma vez que essa usina é estritamente necessária para garantir um controle de tensão adequado no interior do Estado. Sendo assim, esse caso de sensibilidade não apresenta alteração em relação ao consumo de combustível do caso base, apresentado anteriormente.

CASO 4 - MOTIVAÇÃO

✓ Leilão nº 01/2019 (RR) — A entrada em operação dos empreendimentos de geração está prevista para 2021, 2022 e 2023 (9 empreendimentos). São 4 usinas para final de 2021, 3 usinas para 2022 e 2 para 2023. Esse cenário de sensibilidade considera que os 9 empreendimentos não estarão disponíveis para operação em 2022.

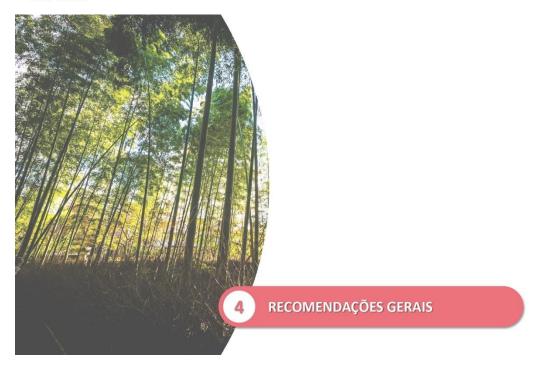


CASO 5 - MOTIVAÇÃO

✓ Leilão nº 01/2019 (RR) – Segundo cronograma de acompanhamento da ANEEL de agosto de 2021, a previsão de entrada em operação da UTE Palmaplan Energia 2 é 18/02/2023. Entretanto, foi sinalizado pelo agente proprietário a antecipação da usina para final de fevereiro de 2022. Esse cenário de sensibilidade considera a nova previsão de entrada em operação da referida UTE.



Foi considerada a desativação da UTE Novo Paraíso a partir de maio de 2022, após a entrada das UTEs Palmaplan Energia 2 e BBF Baliza.



RECOMENDAÇÕES - PEN SISOL 2022

• Considerando que os resultados das análises de sensibilidade estão intrinsecamente relacionados com a entrada em operação das usinas previstas nos Leilões nº 02/2016 (AM) e nº 01/2019 (RR), é importante que se mantenha o estrito acompanhamento dos cronogramas de expansão da oferta nos Sistemas Isolados, considerando o elevado impacto do atraso dessas usinas no montante de combustível estimado para 2022.



C.II – Cronograma SIGFI e MIGDI - MME



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

SECRETARIA DE ENERGIA ELÉTRICA - SEE

DEPARTAMENTO DE POLÍTICAS SOCIAIS E UNIVERSALIZAÇÃO DO ACESSO À ENERGIA ELÉTRICA - DPUE

				Previsão	CCC - Va	lores men	sais acum	ulados					
UF	META	jan-22	fev-22	mar-22	abr-22	mai-22	jun-22	jul-22	ago-22	set-22	out-22	nov-22	dez-22
AC	1.368	-	-	140	280	420	560	700	840	980	1.120	1.260	1.368
AM	4.380	-	-	-	440	930	1.420	1.910	2.400	2.890	3.380	3.870	4.380
AP	1.516	-	-	_	-	-	-	250	500	750	1.000	1.250	1.516
BA	-	-	-	_	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GO	-	-	-	_	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MA	1.825	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MS	-	-	-	_	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MT	410	-	-	-	-	-	100	200	300	410	410	410	410
PA	7.402	617	1.234	1.851	2.468	3.085	3.702	4.319	4.936	5.553	6.170	6.787	7.402
PI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RO	900	-	56	118	178	238	298	370	510	646	897	900	900
RR	600	-	60	120	180	240	300	360	420	480	540	600	600
TO	586	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	18.987	617	1.350	2.229	3.546	4.913	6.380	8.109	9.906	11.709	13.517	15.077	16.576
Energia disponíve	el em kWhmês	37.020	81.000	133.740	212.760	294.780	382.800	486.540	594.360	702.540	811.020	904.620	994.560

Obs. Maranhão e Tocantins não recebe CCC pois não tem sistemas isolados em operação.

C.III - Custo Total de Despesa Acessória por Beneficiários



Contas Setoriais CCC Custo de Despesa Acessória por Beneficiário 2022

CELPE

DESPESAS ACESSÓRIAS - FRETE								
Usina / Localidade	Combustível Transportado [L]	Despesa Acessória Líquida [R\$]	PIS/COFINS Não Recuperado [R\$]	Custo Total Despesa Acessória [R\$]				
TUBARÃO	24.393,59	14.620.829,92	1.490.277,43	16.111.107,35				
Total	24393,58688	14620829,92	1.490.277,4302	16.111.107,35				

RORAIMA

	Combustível	Despesa Acessória	PIS/COFINS	Custo Total Despesa
Usina / Localidade	Transportado [L]	Líquida [R\$]	Não Recuperado [R\$]	Acessória [R\$]
COM. IND. SURUMÚ	0,14	15,15	1,54	16,69
PACARAIMA	12.584,32	543.376,42	55.385,47	598.761,89
UIRAMUTÃ	2.525,50	427.283,76	43.552,34	470.836,10
VILA BRASIL	9.292,28	320.983,98	32.717,38	353.701,36
VILA CACHOEIRINHA	164,36	53.405,50	5.443,54	58.849,04
VILA CAICUBI	231,10	53.405,50	5.443,54	58.849,04
VILA DONA COTA	5,79	53.405,50	5.443,54	58.849,04
VILA FLORESTA	27,61	53.405,50	5.443,54	58.849,04
VILA ITAQUERA	54,99	53.405,50	5.443,54	58.849,04
VILA PANACARICA	5,26	53.405,50	5.443,54	58.849,04
VILA REMANSO	47,94	53.405,50	5.443,54	58.849,04
VILA S. F. DO BAIXO RIO BRANCO	11,14	53.405,50	5.443,54	58.849,04
VILA SACAÍ	371,66	53.405,50	5.443,54	58.849,04
VILA SAMAÚMA	8,14	53.405,50	5.443,54	58.849,04
VILA SANTA MARIA DO BOIAÇÚ	783,41	53.405,50	5.443,54	58.849,04
VILA SANTA MARIA DO XERUINI	73,01	53.405,50	5.443,54	58.849,04
VILA SANTA MARIA VELHA	19,00	53.405,50	5.443,54	58.849,04
VILA SÃO PEDRO	8,30	53.405,50	5.443,54	58.849,04
VILA TANAAÚ	1,37	53.405,50	5.443,54	58.849,04
VILA TERRA PRETA	73,21	53.405,50	5.443,54	58.849,04
VILA XIXUAÚ	9,63	53.405,50	5.443,54	58.849,04
Total	26298,14112	2199552,796	224.196,8415	2.423.749,64

C.IV - Custo de Óleo Combustível por Beneficiários



Contas Setoriais CCC Custo de Combustível por Beneficiário 2022

GERA

ÓLEO COMBUSTÍVEL - OC										
Usina	Quantidade de Combustível [kg]	Custo Unitário sem ICMS [R\$/kg]	Custo Combustível Líquido [R\$/kg]	Tributos Não Rec. [R\$]	Custo Total Óleo Combustível [R\$]					
Ponta Negra	952.560,00	3,5658	3.344.032,10	1.132.713,42	4.476.745,52					
1000	Total		3.344.032,10	1.132.713,42	4.476.745,52					

JARAQUI

ÓLEO COMBUSTÍVEL - OC										
Usina	Quantidade de Combustível [kg]	Custo Unitário Líquido [R\$/kg]	Custo Combustível Líquido [R\$/kg]	Tributos Não Rec. [R\$]	Custo Total Óleo Combustível [R\$]					
Jaraqui	1.103.760,00	3,5658	3.936.131,21	1.340.290,48	5.276.421,69					
	Total		3.936.131,21	1.340.290,48	5.276.421,69					

TAMBAQUI

ÓLEO COMBUSTÍVEL - OC Usina	Quantidade de Combustível [kg]	Custo Unitário Líquido [R\$/kg]	Custo Combustível Líquido [R\$/kg]	Tributos Não Rec. [R\$]	Custo Total Óleo Combustível [R\$]
Tambaqui	1.103.760,00	3,5658	3.936.131,21	1.340.290,48	5.276.421,69
	Total		3.936.131,21	1.340.290,48	5.276.421,69

C.V – Custo de Óleo Diesel por Beneficiários



Contas Setoriais CCC Custo de Combustível por Beneficiário 2022

AMAZONAS

Usina	Qtd. Comb	ustível [L]	Preço Líq.	Custo Eficiente [R\$]			Cu	Custo Total		
Usina	Eficiente	Inefic.	[R\$/L]	CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	Óleo Diesel [R\$]
APUI	5.133.369,37	0,00	4,3215	22.194.188,76	6.419.265,06	28.613.453,82	0,00	0,00	0,00	28.613.453,82
AUXILIADORA	310.457,46	64.454,84	4,3117	1.339.415,22	387.321,01	1.726.736,23	278.079,28	80.412,67	358.491,95	2.085.228,18
AXINIM	456.171,10	63.137,87	4,3117	1.967.341,57	568.858,15	2.536.199,72	272.296,41	78.734,69	351.031,10	2.887.230,82
BELEM DO SOLIMÕES	300.136,38	41.541,37	4,2823	1.285.297,20	371.200,51	1.656.497,71	177.895,81	51.377,23	229.273,04	1.885.770,75
CAMARUÃ	347.774,71	79.279,95	4,3233	1.504.471,60	435.721,27	1.940.192,87	342.964,65	99.328,56	442.293,21	2.382.486,08
cucuí	106.448,76	11.867,60	4,2823	455.888,76	131.702,18	587.590,94	50.825,44	14.683,01	65.508,45	653.099,39
FEIJOAL	218.375,67	24.345,94	4,2882	936.473,08	270.517,64	1.206.990,72	104.404,09	30.159,06	134.563,16	1.341.553,87
IAUARETE	146.184,51	20.233,15	4,2823	625.996,28	180.795,30	806.791,58	86.643,08	25.023,57	111.666,65	918.458,23
ITACOATIARA	30.380.941,71	6.220.859,49	4,3233	131.457.476,65	38.068.193,11	169.525.669,76	26.917.483,31	7.794.915,73	34.712.399,04	204.238.068,80
ITAPIRANGA	4.504.852,58	95.509,24	4,3233	19.485.680,96	5.642.703,01	25.128.383,96	413.123,98	119.633,28	532.757,26	25.661.141,22
MATUPI	2.839.625,29	-	4,2986	12.208.103,61	3.528.026,72	15.736.130,33	-	-	-	15.736.130,33
NOVO ARIPUANÃ	4.259.389,99	0,00	4,3117	18.376.930,86	5.313.560,58	23.690.491,43	0,00	0,00	0,00	23.690.491,43
PARINTINS	31.764.519,78	0,00	4,3233	137.431.074,71	39.801.320,19	177.232.394,90	0,00	0,00	0,00	177.232.394,90
RIO PRETO DA EVA	15.747.421,52	-	4,3233	68.102.847,97	19.721.299,60	87.824.147,57	-	-	-	87.824.147,57
SANTA RITA	74.918,19	10.369,30	4,2838	320.937,66	93.466,94	414.404,60	44.420,44	12.936,60	57.357,04	471.761,64
SILVES	2.586.549,53	54.838,51	4,3233	11.189.069,04	3.239.954,32	14.429.023,36	237.224,08	68.691,61	305.915,69	14.734.939,05
SUCUNDURÍ	251.802,03	-	4,3117	1.086.321,34	314.099,76	1.400.421,09	-	-		1.400.421,09
VILA BITTENCOURT	47.495,35	-	4,2801	203.280,18	58.896,26	262.176,45	-	-	-	262.176,45
	Total			430.170.795,43	124.546.901,59	554.717.697,02	28.925.360,57	8.375.896,02	37.301.256,59	592.018.953,61

BR DISTRIBUIDORA

ÓLEO DIESEL - OD										
114	Qtd. Combustível [L]		Preço Líq.	Custo Eficiente [R\$]			Custo Ineficiente [R\$]			Custo Total
Usina	Eficiente	Inefic.	[R\$/L]	CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	Óleo Diesel [R\$]
UTE ALCOA BENEFICIAMENTO	13.050.915,68	-	4,1677	54.411.581,21	15.872.474,28	70.284.055,49	-	-	-	70.284.055,49
UTE ALCOA PORTO	2.521.547,74	-	4,1677	10.514.238,57	3.066.756,80	13.580.995,38	-	-	(2)	13.580.995,38
Total			64.925.819,78	18.939.231,09	83.865.050,87	-	-		83.865.050,87	

CELPE

ÓLEO DIESEL - OD											
Usina	Qtd. Combus	Qtd. Combustível [L]		Custo Eficiente [R\$]			Custo Ineficiente [R\$]			Custo Total	
Usina	Eficiente	Inefic.	[R\$/L]	CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	Óleo Diesel [R\$]	
TUBARÃO	6.903.385,09	-	3,1348	21.649.277,58	6.953.855,88	28.603.133,46	=	-	(*)	28.603.133,46	
	Total			21.649.277,58	6.953.855,88	28.603.133,46	-	-	-	28.603.133,46	

ENERGISA MT

ÓLEO DIESEL - OD										
11-1	Qtd. Combus	Qtd. Combustível [L] Pre			Custo Eficiente [R\$]	sto Eficiente [R\$]		Custo Ineficiente [R\$]		
Usina	Eficiente	Inefic.	[R\$/L]	CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	Óleo Diesel [R\$]
GUARIBA	1.703.565,98	-	6,6727	11.374.185,39	1.281.675,19	12.655.860,59	-	-	-	12.655.860,59
	Total			11.374.185,39	1.281.675,19	12.655.860,59	-	-	-	12.655.860,59

RORAIMA

Usina	Qtd. Combus	tível [L]	Preço Líq.	Custo Eficiente [R\$]			C]	Custo Total	
Usina	Eficiente	Inefic.	[R\$/L]	CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	CT Líq.	Trib. Não Rec.	CTcomb	Óleo Diesel [R\$]
COM. IND. SURUMÚ	47,34	9	3,9671	187,75	56,42	244,16		-	-	244,16
FLORESTA	5.660.000,00	-	3,9277	22.230.881,22	6.716.631,03	28.947.512,25				28.947.512,25
NOVO PARAISO	17.263.000,00	- 5	3,9671	68.473.686,83	20.559.068,10	89.032.754,92	-	-	-	89.032.754,92
PACARAIMA	3.636.867,07	9	3,9671	14.434.641,33	4.334.009,16	18.768.650,49	-		12	18.768.650,49
UIRAMUTÃ	729.869,50		3,9671	2.896.835,96	869.776,72	3.766.612,68		-	-	3.766.612,68
UTE DISTRITO	4.261.980,00	-	3,9277	16.739.853,56	5.057.623,17	21.797.476,72	-	-	-	21.797.476,72
UTE MONTE CRISTO	11.656.487,00	2	3,9277	45.783.388,33	13.832.565,78	59.615.954,10	-	2	- 2	59.615.954,10
VILA BRASIL	2.685.468,35	-	3,9671	10.658.562,17	3.200.239,45	13.858.801,61	-		-	13.858.801,61
VILA CACHOEIRINHA	57.361,41	-	3,9671	227.746,49	68.473,03	296.219,52	-	-		296.219,52
VILA CAICUBI	80.653,90	-	3,9671	319.895,25	96.051,57	415.946,82	-	-	-	415.946,82
VILA DONA COTA	2.338,73	-	3,9671	9.281,31	2.788,69	12.070,00	-			12.070,00
VILA FLORESTA	11.154,45	-	3,9671	44.249,47	13.290,81	57.540,28	-	-		57.540,28
VILA ITAQUERA	22.214,50	-	3,9671	88.144,20	26.467,41	114.611,61	-	-		114.611,61
VILA PANACARICA	2.124,22		3,9671	8.449,55	2.535,92	10.985,47			-	10.985,47
VILA REMANSO	19.366,10	-	3,9671	76.965,59	23.109,92	100.075,51	-	-	8.0	100.075,51
VILA S. F. DO BAIXO RIO BRANCO	4.501,18	-	3,9671	17.867,50	5.365,04	23.232,54	-	-	-	23.232,54
VILA SACAÍ	150.148,98	-	3,9671	596.034,43	178.961,93	774.996,35	2	2	-	774.996,35
VILA SAMAÚMA	3.289,06	-	3,9671	13.069,89	3.923,76	16.993,65	-	-	-	16.993,65
VILA SANTA MARIA DO BOIAÇÚ	257.743,44	-	3,9671	1.022.977,79	307.149,67	1.330.127,46		-	100	1.330.127,46
VILA SANTA MARIA DO XERUINI	29.494,28	9	3,9671	117.017,31	35.133,00	152.150,31	112	2	102	152.150,31
VILA SANTA MARIA VELHA	7.676,90		3,9671	30.485,97	9.155,28	39.641,25			-	39.641,25
VILA SÃO PEDRO	3.351,47	-	3,9671	13.321,19	4.001,25	17.322,44	-	-	100	17.322,44
VILA TANAAÚ	553,32	9	3,9671	2.198,98	661,21	2.860,19		-	-	2.860,19
VILA TERRA PRETA	29.578,06	-	3,9671	117.570,69	35.282,22	152.852,91	-	-	10	152.852,91
VILA XIXUAÚ	3.888,87	-	3,9671	15.434,33	4.634,54	20.068,87		-		20.068,87
	Total			183.938.747.07	55.386.955.06	239.325.702,13	- 1		214	239.325.702.13

C.VI – Custo de Gás Natural por Beneficiários



Contas Setoriais CCC Custo de Combustível por Beneficiário 2022

AMAZONAS GT

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	399.339.295,93	17	10,79	0,49	-	375.434.136,54	-	375.434.136,54
Mauá 3	1.003.142.812,90	F25	10,79	0,49	2	943.092.902,75	358.590.457,32	1.301.683.360,07
	Total					1.318.527.039,29	358.590.457,32	1.677.117.496,61

C.VII – Custo de Geração Própria por Beneficiários



Contas Setoriais CCC Custo de Geração Própria por Beneficiário 2022

AMAZONAS

	Geração	Receita de Geraç	ão Própria [R\$]	Custo Mensal	Receita de L	ocação [R\$]		CT Ineficiente	CT Geração
Usina / Localidade	[MWh]	O&M	RF (VGP)	Locação [R\$]	REN 801/2017	Contrato	CT Eficiente [R\$]	[R\$]	Própria (R\$)
APUI	18.139,11	2.992.636,82	3-3	3.933.733,25	3.629.459,90	3.629.459,90	6.622.096,72	304.273,35	6.926.370,07
AUXILIADORA	1.074,25	210.431,18	(2)	497.684,51	237.823,35	237.823,35	448.254,53	259.861,16	708.115,69
AXINIM	1.578,45	309.094,17	(*)	626.245,12	349.329,47	349.329,47	658.423,64	276.915,65	935.339,29
BELEM DO SOLIMÕES	1.038,53	202.265,86	-	486.502,07	228.595,14	228.595,14	430.860,99	257.906,93	688.767,92
BETÂNIA	-	-	-	-	0.50	-	-	(5)	-
CAMARUÃ	1.057,07	247.973,23	-	428.368,61	310.477,45	310.477,45	558.450,68	117.891,16	676.341,84
cucuí	359,62	83.209,75	-	221.642,03	94.043,43	94.043,43	177.253,18	127.598,60	304.851,78
EIRUNEPÉ	-	-	-	-	780	-	-	-	-
FEIJOAL	737,76	171.048,44	-	341.004,00		-	171.048,44	341.004,00	512.052,44
HUMAITA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IAUARETE	505,83	98.512,61		245.555,36	1.50	-	98.512,61	245.555,36	344.067,96
IPIRANGA	-	-	-	-	0.40		-	-	-
ITACOATIARA	144.671,15	16.777.525,43	2.146.544,79	22.977.929,18	18.315.439,07	18.061.235,53	36.985.305,75	4.916.693,65	41.901.999,40
ITAPIRANGA	15.918,21	2.636.561,43	3-0	3.580.633,58	3.197.612,85	3.197.612,85	5.834.174,28	383.020,72	6.217.195,00
MANICORÉ		2		10.628.985,30	151	-		10.628.985,30	10.628.985,30
MATUPI	10.034,01	1.850.483,50	-	2.325.661,20	-	-	1.850.483,50	2.325.661,20	4.176.144,70
NOVO ARIPUANÃ	15.050,85	2.307.492,63		3.433.282,36	12	-	2.307.492,63	3.433.282,36	5.740.774,99
PARINTINS	151.259,62	17.541.945,43	3.593.651,71	19.976.788,33	17.873.267,74	17.794.816,78	38.930.413,93	2.181.971,55	41.112.385,48
RIO PRETO DA EVA	55.644,60	10.359.795,13		8.680.082,52	12.564.906,64	8.680.082,52	19.039.877,65	-	19.039.877,65
SANTA RITA	259,23	49.950,17	-	103.594,08	57.309,69	57.309,69	107.259,86	46.284,39	153.544,25
SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ	-	-						120	
SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA	-	-	-	1.782.887,76		-	-	1.782.887,76	1.782.887,76
SILVES	9.139,75	1.701.613,08	120	2.794.795,27	2.063.806,20	2.063.806,20	3.765.419,28	730.989,07	4.496.408,35
SUCUNDURÍ	721,50	167.955,13	-	390.906,48	229.871,00	229.871,00	397.826,13	161.035,49	558.861,62
VILA BITTENCOURT	144,36	33.232,93		105.894,84	41.609,64	41.609,64	74.842,57	64.285,20	139.127,77
	Total			83.562.175.84	59.193.551.57	54.976.072.94	118.457.996.36	28.586.102.90	147.044.099.26

CELPE

GERAÇÃO PRÓPRIA									
	Geração	Receita de Geração Própria [R\$]		Custo Mensal	Receita de Locação [R\$]		GT 50: 1001	CT Ineficiente	CT Geração
Usina / Localidade	[MWh]	O&M	RF (VGP)	Locação [R\$]	REN 801/2017	Contrato	CT Eficiente [R\$]	[R\$]	Própria (R\$)
TUBARÃO	24.393,59	4.542.222,18	2.824.378,46	-	-	-	7.366.600,64		7.366.600,64
	Total					-	7.366.600,64		7.366.600,64



Contas Setoriais CCC Custo de Geração Própria por Beneficiário 2022

ENERGISA MT

GERAÇÃO PRÓPRIA												
Usina / Localidade	Geração	Receita de Geraçi	Receita de Geração Própria [R\$]		Receita de Locação [R\$]		CT Eficiente (R\$1	CT Ineficiente	CT Geração			
	[MWh]	O&M	RF (VGP)	Locação [R\$]	REN 801/2017	Contrato	Ci Efficiente [K\$]	[R\$]	Própria (R\$)			
GUARIBA	5.894,69	1.159.135,85	838.980,78	-	-	-	1.998.116,64	-	1.998.116,64			
	Total			(-)	-		1.998.116,64	-	1.998.116,64			

RORAIMA

200 200 200 200 200 200 200 200 200 200	Geração	Receita de Geraç	io Própria [R\$]	Custo Mensal	Receita de L	ocação [R\$]		CT Ineficiente	CT Geração
Usina / Localidade	[MWh]	O&M	RF (VGP)	Locação [R\$]	REN 801/2017	Contrato	CT Eficiente [R\$]	[R\$]	Própria (R\$)
ALTO JATAPU	48.000,00	406.044,74	8.130.800,00		-		8.536.844,74		8.536.844,74
COM. IND. BOCA DA MATA	-	-	-		127	349.423,50	751	120	
COM. IND. NAPOLEÃO	(+)	-	-	(4)		349.423,50	-		-
COM. IND. SURUMÚ	120		-	72	75,91	1.337.703,53	47,47	4,84	52,30
FLORESTA	20.000,00	-	-		11.542.008,23	30.020.243,32	2.271.778,28	231.558,67	2.503.336,94
NOVO PARAISO	61.000,00	-	-	12	36.018.024,71	19.114.907,61	17.346.778,65	1.768.128,95	19.114.907,61
PACARAIMA	9-9	-	-	2.5	(*)	-	-	-	-
UIRAMUTÃ	101			(92)	1.061.779,00	1.946.168,52	661.685,88	67.444,57	729.130,45
UTE DISTRITO - OLIVEIRA	7.530,00		-	(96)	4.345.566,10	21.097.383,86	1.733.924,47	176.736,10	1.910.660,57
UTE DISTRITO - SOENERGY	7.530,00	-			4.345.566,10	23.664.147,66	1.894.711,40	193.124,85	2.087.836,26
UTE MONTE CRISTO - OLIVEIRA	33.546,51		-	(%)	18.193.243,09	132.620.982,70	10.638.687,99	1.084.384,18	11.723.072,17
UTE MONTE CRISTO - AGGREKO	7.642,49	-	-	1.50	4.410.484,26	30.476.295,18	2.517.049,97	256.558,81	2.773.608,78
UTE NOVA PACARAIMA	12.584,32	-	-		5.333.371,83	7.011.851,64	3.399.187,21	346.473,63	3.745.660,84
VILA BRASIL	-	-	-	-	3.938.170,40	8.594.183,24	2.373.101,89	241.886,42	2.614.988,31
VILA CACHOEIRINHA	164,36	38.543,50	27.904,45	-	120		66.447,95	950	66.447,95
VILA CAICUBI	231,10	54.163,84	39.174,98	-	147	-	93.338,82	181	93.338,82
VILA DONA COTA	5,79	1.340,41	982,52			-	2.322,93	(8)	2.322,93
VILA FLORESTA	27,61	6.385,64	4.680,65		(4)	-	11.066,29	-	11.066,29
VILA ITAQUERA	54,99	12.725,09	9.318,54		-	-	22.043,64		22.043,64
VILA PANACARICA	5,26	1.220,46	890,72	7-2	-		2.111,18	-	2.111,18
VILA REMANSO	47,94	11.113,18	8.128,47	1.75			19.241,65		19.241,65
VILA S. F. DO BAIXO RIO BRANCO	11,14	2.578,26	1.887,49	(4)	-	-	4.465,75	-	4.465,75
VILA SACAÍ	371,66	86.072,53	63.009,11	254	17.0	-	149.081,64		149.081,64
VILA SAMAÚMA	8,14	1.887,75	1.380,47		141	-	3.268,21	-	3.268,21
VILA SANTA MARIA DO BOIAÇÚ		-	-		413.770,04	1.431.033,68	258.684,57	26.367,30	285.051,87
VILA SANTA MARIA DO XERUINI	73,01	16.893,67	12.370,36		(*)	-	29.264,03	(*)	29.264,03
VILA SANTA MARIA VELHA	19,00	4.403,01	3.223,10	-	-		7.626,10	-	7.626,10
VILA SÃO PEDRO	8,30	1.922,72	1.406,36	(96)	(8)	*	3.329,07		3.329,07
VILA TANAAÚ	1,37	315,46	231,03	828	127	2	546,49		546,49
VILA TERRA PRETA	73,21	16.979,92	12.403,46		(*)	-	29.383,38		29.383,38
VILA XIXUAÚ	9,63	2.227,56	1.630,96	120	120		3.858,52		3.858,52
	Total				89.602.059.67	278.013.747.92	52.079.878.19	4.392.668.31	56.472.546,51



Contas Setoriais CCC Custo de Geração Própria por Beneficiário 2022

AMAZONAS

SIGFI / MIGDI											
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI/MIGDI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI/MIGDI [R\$]					
SIGFI 60	60	21.620	1.297	13.223.491,21	-	13.223.491,21					
	Total			13.223.491,21	-	13.223.491,21					

CEA

SIGFI / MIGDI						
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI/MIGDI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI/MIGDI [R\$]
SIGFI 60	60	5.266	316	3.231.839,32		3.231.839,32
	Total			3.231.839,32	(=)	3.231.839,32

ENERGISA AC

SIGFI / MIGDI										
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI/MIGDI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI/MIGDI [R\$]				
SIGFI 60	60	7.668	460	4.683.820,41	12	4.683.820,41				
	Total			4.683.820,41	15	4.683.820,41				

ENERGISA MT

SIGFI / MIGDI											
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI/MIGDI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI/MIGDI [R\$]					
SIGFI 60	60	2.240	134	1.371.128,62	-	1.371.128,62					
	Total			1.371.128,62	127	1.371.128,62					

ENERGISA RO

SIGFI / MIGDI											
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI/MIGDI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI/MIGDI [R\$]					
SIGFI 60	60	5.111	307	3.122.547,34	- 2	3.122.547,34					
Total		28		3.122.547,34	=	3.122.547,34					

EQUATORIAL PARÁ

SIGFI / MIGDI						
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI/MIGDI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI/MIGDI [R\$]
SIGFI 45	45	48.252	2.171	21.902.937,09	-	21.902.937,09
SIGFI 60	60	48.124	2.887	29.325.756,62	-	29.325.756,62
SIGFI 90	90	672	60	610.079,32	-	610.079,32
SIGFI 180	180	252	45	457.559,49	vii 1	457.559,49
	Total			52.296.332,52	-	52.296.332,52

RORAIMA

SIGFI / MIGDI											
Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT_GP SIGFI/MIGDI Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	CT_GP SIGFI/MIGDI [R\$]					
SIGFI 60	60	3.900	234	2.379.018,52	18	2.379.018,52					
	Total			2.379.018,52	17.1	2.379.018,52					

C.IX – CCESI por Beneficiários



Contas Setoriais CCC Custo de Contratação de Energia e Potência por Beneficiário 2022

AMAZONAS

				Custo de	Tributos	Custo Total
Usina	Geração [MWh]	Receita Fixa [R\$]	Receita Variável [R\$]	Contratação Líquido [R\$]	Não Recuperados [R\$]	Contratação de Energia [R\$]
ALTEROSA - CGA	1.253,42	969.278,30	1.781.882,96	2.496.678,85	254.482,42	2.751.161,26
ALVARÃES - CGA	12.016,42	4.529.047,59	16.799.796,64	19.355.926,14	1.972.918,09	21.328.844,2
AMATURÁ - CGA	7.117,79	4.653.790,47	9.990.289,26	13.289.502,36	1.354.577,38	14.644.079,73
APUÍ - POWERTECH	3.661,27	407.739,56	5.426.405,96	5.294.487,06	539.658,46	5.834.145,5
ARARAS - COE	800,02	64.346,88	1.272.985,92	1.213.629,52	123.703,28	1.337.332,80
AUGUSTO MONTENEGRO - COE	1.188,26	215.050,86	1.908.709,04	1.927.312,11	196.447,79	2.123.759,90
AUTAZES - VPTM	36.754,08	2.828.823,55	53.099.778,47	50.755.206,33	5.173.395,69	55.928.602,0
AUXILIADORA - POWERTECH	533,94	92.314,13	786.889,70	797.877,48	81.326,35	879.203,8
AXINIM - POWERTECH	827,34	61.505,14	1.218.776,54	1.161.855,63	118.426,06	1.280.281,6
BARCELOS - COE	16.606,05	13.669.180,82	21.080.875,08	31.535.675,73	3.214.380,17	34.750.055,90
BARREIRINHA - COE	19.111,99	11.308.467,99	24.121.025,42	32.152.265,27	3.277.228,14	35.429.493,4
BELÉM DO SOLIMÕES - CGA	1.460,57	1.134.493,81	2.126.709,96	2.959.542,42	301.661,35	3.261.203,7
BENJAMIN CONSTANT + ATALAIA DO NORTE - CGA	33.770,31	10.823.577,15	50.149.223,31	55.332.816,41	5.639.984,04	60.972.800,4
BERURI - COE	13.742,84	7.435.579,20	17.577.424,67	22.699.301,01	2.313.702,86	25.013.003,8
BETÂNIA - CGA	1.496,17	2.107.885,47	2.112.235,32	3.829.759,61	390.361,17	4.220.120,78
BOA VISTA DOS RAMOS + CAMETÁ - COE	15.720,66	7.455.423,33	19.902.665,59	24.827.465,70	2.530.623,23	27.358.088,93
BOCA DO ACRE - COE	40.584,58	17.122.539,25	51.586.273,38	62.353.247,47	6.355.565,17	68.708.812,64
BORBA - VPTM	26.511,06	7.887.433,30	36.515.596,52	40.295.749,56	4.107.280,26	44.403.029,8
CABORÍ - COE	3.513,85	320.895,04	5.569.954,95	5.345.946,36	544.903,62	5.890.849,99
CAIAMBÉ - CGA	2.737,28	3.277.274,79	3.865.910,40	6.482.440,56	660.744,63	7.143.185,19
AMPINAS - COE	1.166,83	316.425,98	1.712.076,05	1.840.865,59	187.636,44	2.028.502,03
ANUTAMA - COE	8.468,36	3.189.337,91	10.917.662,09	12.802.102,50	1.304.897,50	14.107.000,0
CARAUARI - CGA	27.154,88	9.455.810,93	40.103.123,88	44.974.733,35	4.584.201,47	49.558.934,83
CAREIRO DA VÁRZEA - COE	13.641,05	4.093.872,34	17.665.692,38	19.746.804,99	2.012.759,74	21.759.564,73
CARVOEIRO - COE	135,35	11.335,27	238.263,21	226.510,62	23.087,86	249.598,4
CASTANHO I - COE	36.952,15	14.318.458,00	46.970.340,36	55.619.584,51	5.669.213,85	61.288.798,3
CASTANHO II - COE	36.952,15	14.358.423,66	46.866.604,22	55.561.712,80	5.663.315,08	61.225.027,8
CAVIANA - COE	2.214,54	555.359,81	3.187.328,77	3.396.489,89	346.198,69	3.742.688,5
COARI - GÁS	106.758,63	43.108.913.76	51.834.017,07	73.758.008.24	21.184.922,59	94.942.930.8
CUCUÍ - COE	546,77	359.827,22	737.922,66	996.208,01	101.541,86	1.097.749,8
IRUNEPÉ - CGA	27.197,89	7.865.459,47	39.451.064,25	42.939.745,28	4.376.778,44	47.316.523,7
NVIRA - CGA	12.016,11	3.404.766,02	16.538.457,09	18.098.474,97	1.844.748,14	19.943.223,1
STIRÃO DO EQUADOR - CGA	651,06	2.894.766,80	933.239,43	3.473.915,65	354.090,58	3.828.006,2
EIJOAL - CGA	729,17	1.299.781,65	1.069.173,63	2.149.826,92	219.128,36	2.368.955,28
FONTE BOA - CGA	24.181,73	6.147.076,42	33.770.660,45	36.225.346,20	3.692.390,66	39.917.736,86
HUMAITÁ - VPTM	82.409,81	18.426.959,73	115.421.197,98	121.467.203,12	12.380.954,59	133.848.157,73
AUARETÊ - COE	717,25	416.760,40	1.063.011,26	1.342.892,78	136.878,88	1.479.771,66
PIRANGA - CGA	454,20	2.884.580,87	652.483,11	3.209.885,56	327.178,42	3.537.063,98
PIXUNA - CGA	9.756,78	2.502.638,67	13.725.045,75	14.726.623,62	1.501.060,81	16.227.684,43
TAMARATI - CGA	7.556,44	3.889.636,37	10.945.441,38	13.462.833,06	1.372.244,69	14.835.077,75
TAPURÚ - COE	1.254,93	42.010,77	2.007.998,25	1.860.383,18	189.625,83	2.050.009,02
APURÁ - CGA	563,74	2.818.275,38	802.754,15	3.286.084,30	334.945,23	3.621.029,54
URUÁ - CGA	7.411,92	3.720.123,50	10.447.794,43	12.857.385,52	1.310.532,41	14.167.917,9
UTAÍ - CGA	20.396,30	7.246.547,06	28.503.990,15	32.443.612,51	3.306.924,69	35.750.537,2
ÁBREA - COE	40.508,38	17.890.740,54	51.516.585,32	62.987.148,22	6.420.177,64	69.407.325,86
IMOEIRO - CGA	8.619,59	5.770.751,47	12.138.262,48	16.252.430,16	1.656.583,79	17.909.013,9
INDÓIA - COE	5.543,60	2.291.130,80	7.495.354,71	8.881.235,60	905.249,91	9.786.485,5
MANAQUIRI - COE	23.378,09	9.493.339,59	29.689.505,44	35.558.431,86	3.624.413,16	39.182.845,0
MANICORÉ - POWERTECH	39.368,59	5.071.374,34	55.955.660,60	55.382.034,21	5.645.000,73	61.027.034,9
MARAÃ - CGA	11.992,21	4.953.043,83	16.832.112,86	19.770.029,69	2.015.126,99	21.785.156,6
MAUÉS - COE	54.911,97	47.012.411,16	69.681.504,22	105.899.728,21	10.794.187,17	116.693.915,3
MOCAMBO - COE	54.511,57		05.001.504,22	105.055.720,21	10.754.107,17	220.055.515/50



AMAZONAS

Usina	Geração [MWh]	Receita Fixa [R\$]	Receita Variável [R\$]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
MOURA - COE	1.102,38	248.049,38	1.733.343,51	1.798.114,05	183.278,84	1.981.392,89
MURITUBA - CGA	613,96	2.807.260,91	861.801,40	3.329.674,04	339.388,26	3.669.062,30
NHAMUNDÁ - COE	15.320,31	8.325.896,01	19.700.013,13	25.433.512,54	2.592.396,60	28.025.909,14
NOVA OLINDA DO NORTE - VPTM	31.622,77	6.963.908,14	43.429.188,12	45.731.734,86	4.661.361,40	50.393.096,26
NOVO AIRÃO - COE	21.769,97	11.209.832,89	27.781.477,07	35.384.613,79	3.606.696,17	38.991.309,96
NOVO ARRAO - COE NOVO ARIPUANÃ - POWERTECH	7.983,08	931.981,51	11.758.317,20	11.516.446,08	1.173.852,63	12.690.298,71
NOVO ARIPOANA - POWERTECH NOVO CÉU - COE	15.529,03	3.827.341,49	19.888.882,04	21.522.472,85	2.193.750,68	23.716.223,53
NOVO CEU - COE NOVO REMANSO - COE	32.768,79				4.967.141,96	
		11.961.956,81	41.736.875,18	48.731.690,03		53.698.831,99
PALMEIRAS - CGA	476,02	2.898.051,73	686.316,77	3.252.814,42	331.554,09	3.584.368,51
PARAUÁ - COE	1.378,12	342.341,33	1.814.773,57	1.957.581,77	199.533,13	2.157.114,90
PAUINI - COE	10.121,51	4.002.514,60	12.950.205,53	15.384.593,52	1.568.126,61	16.952.720,13
PEDRAS - COE	2.104,15	891.306,56	3.312.965,90	3.815.377,26	388.895,20	4.204.272,46
SACAMBÚ - COE	1.485,74	102.863,14	2.367.310,29	2.241.682,39	228.491,04	2.470.173,44
SANTA ISABEL DO RIO NEGRO - COE	9.205,56	4.955.814,75	11.761.446,99	15.170.915,03	1.546.346,71	16.717.261,74
SANTA RITA DO WELL - CGA	2.847,51	1.560.349,18	4.028.200,08	5.071.608,46	516.940,81	5.588.549,27
SANTANA DO UATUMÃ - COE	757,79	163.380,66	1.224.804,20	1.259.777,76	128.407,10	1.388.184,86
SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ - CGA	18.021,21	5.923.006,05	25.265.440,00	28.303.514,79	2.884.931,26	31.188.446,05
SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA - VPTM	44.039,94	2.874.655,24	65.070.923,97	61.660.613,13	6.284.966,08	67.945.579,21
SÃO PAULO DE OLIVENÇA - CGA	13.621,15	5.970.754,34	19.224.623,09	22.864.805,02	2.330.572,41	25.195.377,43
SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ - COE	9.482,79	5.289.640,14	12.099.222,82	15.780.393,13	1.608.469,82	17.388.862,95
SUCUNDURÍ - POWERTECH	390,64	33.743,18	615.408,67	589.105,31	60.046,55	649.151,86
TABATINGA - CGA	73.228,06	19.530.800,64	108.274.516,35	115.983.325,17	11.821.991,82	127.805.316,99
TAMANIQUÁ - CGA	-	-	-		-	-
TAPAUÁ - COE	15.697,41	6.069.044,36	20.133.946,43	23.779.214,14	2.423.776,65	26.202.990,79
TEFÉ - CGA	102.717,11	29.333.890,19	149.454.294,96	162.250.278,03	16.537.907,13	178.788.185,15
TONANTINS - CGA	10.797,04	6.618.842,47	15.153.990,86	19.758.846,25	2.013.987,08	21.772.833,33
TUIUÉ - COE	2.035,79	181.987,70	3.226.220,21	3.092.948,67	315.259,23	3.408.207,91
UARINI - CGA	12.177,71	4.938.869,27	17.051.311,02	19.956.088,62	2.034.091,68	21.990.180,29
URUCARÁ - COE	18.220,92	10.252.270,15	23.135.919,41	30.299.782,03	3.088.407,53	33.388.189,56
URUCURITUBA + ITAPEAÇU - COE	21.619,15	11.403.931,63	27.216.240,81	35.047.806,49	3.572.365,95	38.620.172,44
VILA AMAZÔNIA + ZÉ AÇÚ - COE	8.710,84	5.315.650,92	11.222.429,83	15.008.308,28	1.529.772,47	16.538.080,75
VILA BITENCOURT - CGA	460,59	1.417.379,34	661.425,84	1.886.515,70	192.289,48	2.078.805,18
VILA DE BELO MONTE - COE	861,04	36.682,25	1.389.498,60	1.294.259,12	131.921,73	1.426.180,85
VILA DE MATUPÍ - POWERTECH	7.815,22	673.594,10	11.499.828,50	11.047.381,01	1.126.041,59	12.173.422,60
VILA DE URUCURITUBA - COE	1.112,09	76.153,10	1.783.671,13	1.687.790,48	172.033,74	1.859.824,22
Total	1.369.113.79	519.308.330.50	1.783.282.570.21	2.077.198.540.91	225.392.359.80	2.302.590.900,71



Contas Setoriais CCC Custo de Contratação de Energia e Potência por Beneficiário 2022

CEA

CCESI - CONTRATO DE COMERCIALIZAÇÃO DE E	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	46.733,00	42.823.089,27	78.883.324,21	110.448.570,24	11.257.843,25	121.706.413,48			
Total	46.733,00	42.823.089,27	78.883.324,21	110.448.570,24	11.257.843,25	121.706.413,48			

EQUATORIAL PARÁ

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	14.158,43	6.558.426,39	22.182.508,67	26.082.398,57	539.417,05	26.621.815,62
ANAJÁS – CEPA	15.445,87	4.929.061,59	23.807.805,16	26.078.706,57	539.340,70	26.618.047,27
AVEIRO – CEPA	3.190,97	4.065.522,77	4.914.096,85	8.149.004,80	168.531,75	8.317.536,55
CHAVES – CEPA	4.251,21	3.993.149,20	6.554.046,08	9.571.579,72	197.952,40	9.769.532,12
COTIJUBA – CEPA	7.030,74	6.145.717,34	10.415.435,92	15.029.246,58	310.823,86	15.340.070,45
FARO – CEPA	6.707,08	3.864.798,09	10.263.032,45	12.821.006,22	265.154,66	13.086.160,87
GURUPÁ – CEPA	17.552,20	6.580.484,06	26.467.479,38	29.991.026,82	620.252,44	30.611.279,26
JACAREACANGA – CEPA	17.390,70	5.702.474,57	26.197.212,31	28.948.965,84	598.701,30	29.547.667,14
JURUTI – CEPA	59.417,98	17.402.409,68	87.774.700,95	95.448.227,90	1.973.990,31	97.422.218,21
MUANÁ – CEPA	21.674,44	9.430.841,08	33.689.021,74	39.131.275,51	809.284,37	39.940.559,87
OEIRAS DO PARÁ – CEPA	15.893,43	5.844.346,04	24.858.654,78	27.862.973,25	576.241,60	28.439.214,84
PORTO DE MOZ – CEPA	26.631,04	8.279.659,94	39.938.618,44	43.758.087,63	904.972,70	44.663.060,33
PRAINHA – CEPA	12.489,78	8.881.633,21	18.794.368,17	25.115.971,26	519.430,11	25.635.401,37
SANTA CRUZ DO ARARI – CEPA	4.777,87	4.486.907,80	7.176.172,14	10.584.245,04	218.895,60	10.803.140,64
SÃO SEBASTIÃO DA BOA VISTA – CEPA	19.305,16	6.020.943,13	29.144.377,85	31.912.528,79	659.991,54	32.572.520,32
TERRA SANTA – CEPA	23.285,35	7.571.307,49	35.669.775,90	39.241.283,18	811.559,46	40.052.842,64
Total	269.202,24	109.757.682.37	407.847.306.79	469.726.527.66	9.714.539,84	479.441.067,50



ENERGISA AC

Usina	Geração [MWh]	Receita Fixa [R\$]	Receita Variável [R\$]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
CRUZEIRO DO SUL – CEA	179.185,77	23.508.417,71	201.149.440,02	203.877.005,90	20.780.851,84	224.657.857,74
FEIJÓ – CEA	23.658,58	4.250.074,33	27.044.544,52	28.399.866,60	2.894.752,24	31.294.618,85
JORDÃO – BBF ACRE	3.051,83	13.021.712,25	3.757.492,28	15.227.128,11	1.552.076,42	16.779.204,53
MARECHAL THAUMATURGO – BBF ACRE	7.277,08	16.504.767,17	8.294.306,19	22.505.159,07	2.293.914,29	24.799.073,36
PORTO WALTER – BBF ACRE	5.945,96	13.241.756,94	6.601.668,90	18.007.908,96	1.835.516,89	19.843.425,85
SANTA ROSA DO PURUS – BBF ACRE	2.500,97	10.066.310,44	2.972.186,99	11.832.436,41	1.206.061,01	13.038.497,43
TARAUACÁ – CEA	30.702,19	4.792.457,79	34.953.774,25	36.069.705,57	3.676.526,46	39.746.232,04
Total	252.322,38	85.385.496,63	284.773.413,15	335.919.210,62	34.239.699,15	370.158.909,78

ENERGISA RO

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	2.876,90	2.708.579,64	3.412.504,82	5.554.884,14	566.200,31	6.121.084,45
CNH IZIDOLANDIA	1.278,50	1.121.513,76	1.603.506,32	2.472.955,73	252.064,36	2.725.020,08
CNH PACARANA	3.422,10	2.434.372,61	4.298.456,90	6.110.042,78	622.786,73	6.732.829,51
CNH URUCUMACUÃ	2.201,30	1.277.449,79	2.760.293,06	3.664.251,64	373.491,21	4.037.742,85
CONCEIÇÃO DA GALERA – BBF RO	124,80	119.202,32	158.297,64	251.831,21	25.668,75	277.499,96
DEMARCAÇÃO – BBF RO	423,00	265.276,81	536.323,01	727.451,84	74.147,98	801.599,83
MAICI – BBF RO	15,60	44.097,96	19.808,32	57.994,95	5.911,33	63.906,28
NAZARÉ – BBF RO	1.230,30	707.634,52	1.459.973,67	1.967.104,43	200.503,76	2.167.608,19
PEDRAS NEGRAS BBF RO	222,00	193.617,63	281.724,22	431.372,73	43.969,12	475.341,85
ROLIM DE MOURA DO GUAPORÉ – BBF RO	972,30	879.203,15	1.153.777,20	1.844.929,67	188.050,68	2.032.980,35
SANTA CATARINA – BBF RO	295,90	241.160,74	375.167,35	559.317,75	57.010,35	616.328,10
SÃO CARLOS – BBF RO	2.438,90	2.873.947,00	2.891.426,81	5.232.076,74	533.297,08	5.765.373,82
SURPRESA – BBF RO	1.885,40	1.141.034,82	2.236.234,81	3.064.872,19	312.397,44	3.377.269,63
Total	17.387,00	14.007.090,75	21.187.494,13	31.939.085,79	3.255.499,10	35.194.584,89

RORAIMA

CCESI - CONTRATO DE COMERCIALIZAÇÃO	D DE ENERGIA ELÉTRICA E POT	ÊNCIA NO SISTEMA	ISOLADO	CESI - 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	53.240,00	10.264.986,31	41.567.181,39	35.121.352,54	3.579.862,38	38.701.214,92							
HÍBRIDO FORTE DE SÃO JOAQUIM		-	196.307.334,79	-	-	-							
PALMAPLAN ENERGIA 2	-		14.875.021,29		-	-							
BONFIM	48.972,00	6.098.929,92	40.626.806,72	42.403.606,01	4.322.130,64	46.725.736,64							
CANTÁ	48.972,00	6.098.929,92	40.626.806,72	42.403.606,01	4.322.130,64	46.725.736,64							
PAU RAINHA	48.972,00	6.098.929,92	37.882.270,54	39.912.939,42	4.068.261,04	43.981.200,46							
SANTA LUZ	48.972,00	6.098.929,92	37.882.270,54	39.912.939,42	4.068.261,04	43.981.200,46							
JAGUATIRICA II	832.977,00	198.877.606,02	511.705.724,38	606.494.811,97	61.819.030,42	668.313.842,39							
Total	1.082.105,00	233.538.312,02	921.473.416,38	806.249.255,35	82.179.676,17	888.428.931,51							

C.X - CCVEE por Beneficiários



Contas Setoriais CCC Custo de Contratação de Energia e Potência por Beneficiário 2022

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	1.106.055,00	282.523.989,43	147.170.291,07	429.694.280,50	
ITACOATIARA	53.831,81	17.555.460,47	9.144.859,64	26.700.320,11	
Total	1.159.886,81	300.079.449,90	156.315.150,71	456.394.600,61	

ENERGISA MT

Tipo de Contrato	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
ARIPUANÃ	6.149,00	4.050.281,68	412.838,63	4.463.120,30
FAXINAL I	9.899,49	3.916.051,20	399.156,73	4.315.207,93
MARGARIDA	4.756,71	1.755.548,60	178.940,22	1.934.488,82
MASUTTI	2.990,83	1.099.547,13	112.075,05	1.211.622,18
PRATA	11.015,51	4.311.065,95	439.419,95	4.750.485,90
PCH FAXINAL II	98.554,41	30.716.521,38	3.130.885,10	33.847.406,48
PCH PARANATINGA II	96.777,88	34.800.415,03	3.547.149,74	38.347.564,77
PCH SANTA LÚCIA II	61.393,72	22.252.709,45	2.268.182,51	24.520.891,96
SANTA LÚCIA I	27.406,87	10.689.923,14	1.089.606,49	11.779.529,64
Total	318.944,44	113.592.063,56	11.578.254,41	125.170.317,98

ENERGISA RO

Tipo de Contrato	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
ALTA FLORESTA	29.971,39	9.327.209,09	950.707,26	10.277.916,35
CACHOEIRA	77.543,16	14.942.342,90	1.523.048,73	16.465.391,63
CASCATA CHUPINGUAIA	42.670,00	11.610.994,04	1.183.489,75	12.794.483,80
MARTINUV	11.335,40	2.466.439,11	251.400,13	2.717.839,24
SALDANHA	35.475,09	12.645.872,53	1.288.973,23	13.934.845,76
Total	196.995,04	50.992.857,67	5.197.619,10	56.190.476,78

EQUATORIAL PARÁ

CCVEE - CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA								
Tipo de Contrato	Geração [MWh]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]				
SALTO BURITI	65.544,00	24.348.238,06	503.552,42	24.851.790,48				
SALTO CURUÁ	159.942,27	59.411.747,15	1.228.710,22	60.640.457,37				
Total	225.486,27	83.759.985,21	1.732.262,64	85.492.247,84				

C.XI – CCVEE – Gás Natural por Beneficiários



Contas Setoriais CCC Custo de Contratação de Energia e Potência por Beneficiário 2022

AMAZONAS

Usina	Geração [MWh]	Custo mensal parcela potência - bruto [R\$]	Custo mensal parcela	Custo mensal parcela combustível - bruto [R\$]	Custo de Contratação Líquido [R\$]	Tributos Não Recuperados [R\$]	Custo Total Contratação de Energia [R\$]
ANAMÃ - GÁS	18.746,40	353	10.582.589,04	9.468.468,48	13.183.570,32	6.867.487,20	20.051.057,52
ANORI - GÁS	39.595,20	7-	22.352.010,50	19.998.821,27	27.845.671,89	14.505.159,88	42.350.831,77
CAAPIRANGA - GÁS	18.746,40	-	10.582.589,04	9.468.468,48	13.183.570,32	6.867.487,20	20.051.057,52
CODAJAS - GÁS	47.566,80		26.852.083,41	24.025.132,63	33.451.769,55	17.425.446,50	50.877.216,04
CRISTIANO ROCHA	569.400,00	223.414.702,73	53.572.874,83	303.796.903,49	381.865.796,29	198.918.684,76	580.784.481,05
JARAQUI	525.600,00	208.048.254,89	53.386.999,58	289.458.652,09	362.212.743,56	188.681.163,00	550.893.906,56
MANAUARA	525.600,00	190.949.424,14	44.483.121,59	287.347.689,67	343.728.004,78	179.052.230,63	522.780.235,41
PONTA NEGRA	525.600,00	196.616.187,87	47.701.936,95	283.446.095,98	347.004.975,17	180.759.245,62	527.764.220,80
TAMBAQUI	525.600,00	207.904.394,03	53.386.999,58	297.373.294,71	367.322.032,57	191.342.655,75	558.664.688,32
Total	2.796.454,80	1.026.932.963,66	322.901.204,51	1.524.383.526,81	1.889.798.134,45	984.419.560,53	2.874.217.694,99

C.XII – CTG por Beneficiários



Contas Setoriais CCC Custo Total de Geração por Beneficiário 2022

AMAZONAS

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG [R\$]	592.018.953,61	1-2	160.267.590,47	5.633.203.196,30	6.385.489.740,39
TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	132.922.797,61	-	5	1.366.127.071,04	1.499.049.868,65
GERAÇÃO TOTAL	TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh	5.754.086,49		931.183.648,00	567.866.220,65	1.499.049.868,65
DESCONTOS	TOTAL				
ACR MÉDIO	- 1.576.677.238,85				
FATOR DE CORTE	(-)				
CTG - VALOR LÍQUIDO	TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO	4.808.812.501,54				

CEA

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb_frete	СТдр	CTce	TOTAL
стб	(5)	[5]	3.231.839,32	121.706.413,48	124.938.252,80
				-	
TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	181		-	11.257.843,25	11.257.843,25
GERAÇÃO TOTAL	TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh	47.048,96		=	11.257.843,25	11.257.843,25
2					
DESCONTOS	TOTAL				
ACR MÉDIO	- 2.578.377,10				
FATOR DE CORTE					
CTG - VALOR LÍQUIDO	TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO	122.359.875,70				

CELPE

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
стс	28.603.133,46	16.111.107,35	7.366.600,64	2	52.080.841,45
TRUBLITOS					TOTAL
TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb_frete	СТдр	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	6.953.855,88	1.490.277,43	9	¥	8.444.133,31
GERAÇÃO TOTAL	TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh	24.393,59		4.747.180,21	3.696.953,11	8.444.133,31
DESCONTOS	TOTAL				
ACR MÉDIO	- 6.684.086,74				
FATOR DE CORTE	- 2.224.440,98				
CTG - VALOR LÍQUIDO	TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO	43.172.313,73				



ENERGISA AC

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb_frete	СТдр	CTce	TOTAL
CTG			4.683.820,41	370.158.909,78	374.842.730,19
TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	(5)	-	5.	34.239.699,15	34.239.699,15
GERAÇÃO TOTAL	TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh	252.782,46		3	34.239.699,15	34.239.699,15
DESCONTOS	TOTAL				
ACR MÉDIO	- 69.264.921,96				
FATOR DE CORTE	101				
	10				
CTG - VALOR LÍQUIDO	TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO	305.577.808,23				

ENERGISA MT

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb_frete	СТдр	CTce	TOTAL
стб	12.655.860,59	-	3.369.245,25	125.170.317,98	141.195.423,82
TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb_frete	СТдр	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	1.281.675,19	-	-	11.578.254,41	12.859.929,61
GERAÇÃO TOTAL	TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh	324.973,53		122.322,96	12.737.606,64	12.859.929,61
DESCONTOS	TOTAL				
ACR MÉDIO	- 89.045.996,94				
FATOR DE CORTE	- 2.711.770,21				
CTG - VALOR LÍQUIDO	TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO	49.437.656,67				

ENERGISA RO

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb_frete	СТдр	CTce	TOTAL
стс	-	-	3.122.547,34	91.385.061,67	94.507.609,01
TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb_frete	СТдр	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	-	- 1	-	8.453.118,20	8.453.118,20
GERAÇÃO TOTAL	TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh	214.688,70		-	8.453.118,20	8.453.118,20
DESCONTOS	TOTAL				
ACR MÉDIO	- 58.826.851,77				
FATOR DE CORTE	- 2.033.803,17				
CTG - VALOR LÍQUIDO	TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO	33.646.954,07				



EQUATORIAL PARÁ

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb_frete	СТдр	CTce	TOTAL
стб	-	=	52.296.332,52	564.933.315,34	617.229.647,87
TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS			-	11.446.802,47	11.446.802,47
		_			
GERAÇÃO TOTAL	TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh	499.853,13		17.	11.446.802,47	11.446.802,47
	51				
DESCONTOS	TOTAL				
ACR MÉDIO	- 27.392.951,43				
FATOR DE CORTE	- 24.183.304,55				
CTG - VALOR LÍQUIDO	TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO	565.653.391,89				

RORAIMA

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb_frete	СТдр	CTce	TOTAL
стс	239.325.702,13	2.423.749,64	58.851.565,03	888.428.931,51	1.189.029.948,31
		7			
TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb_frete	СТдр	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	55.386.955,06	224.196,84	4.392.668,31	82.179.676,17	142.183.496,38
GERAÇÃO TOTAL	TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh	1.293.886,14		36.638.377,54	105.545.118,85	142.183.496,38
DESCONTOS	TOTAL				
ACR MÉDIO	- 354.537.741,53				
FATOR DE CORTE	-				
CTG - VALOR LÍQUIDO	TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO	834.492.206,78				

AMAZONAS GT

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb_frete	СТдр	CTce	TOTAL
ст	1.677.117.496,61	2	-		1.677.117.496,61
TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb_frete	СТдр	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	358.590.457,32	2	-	-	358.590.457,32
GERAÇÃO TOTAL	TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh	-		358.590.457,32	(2	358.590.457,32
DESCONTOS	TOTAL				
ACR MÉDIO					
FATOR DE CORTE	-				
CTG - VALOR LÍQUIDO	TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO	1.677.117.496,61				

BR DISTRIBUIDORA

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
стб	83.865.050,87	-	171	l =	83.865.050,87
TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb_frete	СТдр	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	18.939.231,09		la la	1.5	18.939.231,09
		_			
GERAÇÃO TOTAL	TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh	_		12.321.447,80	6.617.783,28	18.939.231,09
DESCONTOS	TOTAL				
ACR MÉDIO	-				
FATOR DE CORTE	-				
CTG - VALOR LÍQUIDO	TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO	83.865.050,87				



GERA

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb_frete	СТдр	CTce	TOTAL
стб	4.476.745,52	-	20 E	-	4.476.745,52
TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	1.132.713,42	-	5.	-	1.132.713,42
GERAÇÃO TOTAL	TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh	-		791.861,66	340.851,76	1.132.713,42
DESCONTOS	TOTAL				
ACR MÉDIO	TOTAL				
FATOR DE CORTE	150				
CTG - VALOR LÍQUIDO	TOTAL				
REEMBOLSO PREVISTO	4.476.745,52				

JARAQUI

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb_frete	СТдр	CTce	TOTAL
стд	5.276.421,69	-	-	-	5.276.421,69
TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb_frete	СТдр	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	1.340.290,48	1-0	-	-	1.340.290,48
GERAÇÃO TOTAL	TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh	- 1		939.087,02	401.203,46	1.340.290,48
DESCONTOS	TOTAL				
ACR MÉDIO	-				
FATOR DE CORTE					
CTG - VALOR LÍQUIDO REEMBOLSO PREVISTO	TOTAL 5.276.421,69				

TAMBAQUI

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb_frete	СТдр	CTce	TOTAL
стд	5.276.421,69	-	8	8	5.276.421,69
			20		
TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb_frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	1.340.290,48	-	2	9	1.340.290,48
GERAÇÃO TOTAL	TOTAL		ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
MWh			939.087,02	401.203,46	1.340.290,48
DESCONTOS	TOTAL				
ACR MÉDIO	120				
FATOR DE CORTE					
CTG - VALOR LÍQUIDO	TOTAL				



PLANO ANUAL DE CUSTO								
Beneficiário	CTcomb	CTcomb_frete	СТдр	CTce	Desconto ACR	Fator de Corte	Reembolso Previsto	
AMAZONAS	592.018.953,61	2	160.267.590,47	2.302.590.900,71	- 1.576.677.238,85	υ	4.808.812.501,56	
CEA	=	=	3.231.839,32	121.706.413,48	- 2.578.377,10	≅	122.359.875,71	
CELPE	28.603.133,46	16.111.107,35	7.366.600,64	=	- 6.684.086,74	- 2.224.440,98	43.172.313,75	
ENERGISA AC	-	20	4.683.820,41	370.158.909,78	- 69.264.921,96	2	305.577.808,24	
ENERGISA MT	12.655.860,59	=	3.369.245,25	=	- 89.045.996,94	- 2.711.770,21	49.437.656,67	
ENERGISA RO	2	2	3.122.547,34	35.194.584,89	- 58.826.851,77	- 2.033.803,17	33.646.954,08	
EQUATORIAL PARÁ	-	20	52.296.332,52	479.441.067,50	- 27.392.951,43	- 24.183.304,55	565.653.391,88	
RORAIMA	239.325.702,13	2.423.749,64	58.851.565,03	-	- 354.537.741,53	=	834.492.206,78	
AMAZONAS GT	1.677.117.496,61	2	20	29	22	22	1.677.117.496,61	
BR DISTRIBUIDORA	83.865.050,87	=	=	=	-	=	83.865.050,87	
GERA	4.476.745,52	=	=	2	=	=	4.476.745,51	
JARAQUI	5.276.421,69	pa .	R	В	50	5	5.276.421,70	
MANAUARA		=	=	8	=	=	-	
RAESA	2	2	2	2	9	2	2	
TAMBAQUI	5.276.421,69	=	2	₩	=	₹	5.276.421,70	
Total	2648615786	18534856,99	293.189.540,9879	3.309.091.876,36	- 2.185.008.166,32	- 31.153.318,91	8.539.164.845,06	

C.XIII – Custo de Sub-Rogação por Beneficiários



Contas Setoriais CCC Custo de Sub-rogação por Beneficiário 2022

SUB-ROGAÇÃO DE OBRAS EM OPERAÇÃO COMERCIAL						
Beneficiário	Empreendimento	Valor Reembolso [R\$]				
ENERGISA MT	LT / SE Comodoro	6.388.150,06				
ENERGISA MT	LD / SE Paranorte	579.721,59				
ENERGISA MT	LD / SE Guariba	954.425,36				
EQUATORIAL PARÁ	LT / SE Alenquer	8.473.419,18				
EQUATORIAL PARÁ	LT / SE Monte Alegre	-				
RAESA	Conversão Cristiano Rocha	33.391.579,27				
MANAUARA	Conversão Manauara	31.585.161,28				
GERA	Conversão Ponta Negra	26.935.187,56				
	108.307.644,30					

SUB-ROGAÇÃO DE OBRAS EM ANDAMENTO					
Beneficiário	Empreendimento	Valor Reembolso [R\$]			
AMAZONAS	LT / SE Itacoatiara	22			
AMAZONAS	LT / SE Humaita	31.755.007,36			
AMAZONAS	LT / SE Parintins	-			
AMAZONAS	Interligação Rio Preto da Eva	69.844.728,50			
AMAZONAS	Interligação Itapiranga	45.634.014,50			
AMAZONAS	Interligação Silves	49.585.957,32			
ENERGISA RO	Interligação Regiões do Estado de RO	90.620.000,00			
ENERGISA AC	Interligação Assis Brasil	2			
ENERGISA AC	Interligação Manoel Urbano	<u>~</u>			
EQUATORIAL PARÁ	Interligação Almeirim	4.348.592,85			
EQUATORIAL PARÁ	Interligação Juruti	10.858.918,19			
EQUATORIAL PARÁ	Interligação Cotijuba	5.431.041,35			
	308.078.260,07				

TOTAL DE CUE DOCAÇÃO	410 205 004	27
TOTAL DE SUB-ROGAÇÃO	416.385.904.	5/

10.4. ANEXO D - RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO - RGR

D.I - Memorando nº 524/2017 SFF-Aneel

Número: 48536.004295/2017-00



Memorando nº 524/2017-SFF/ANEEL

Em 15 de setembro de 2017.

Ao Superintendente de Gestão Tarifária - SGT Davi Antunes Lima

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

- 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).
- 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.
- 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

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.as

¹ Sic nº 48581.002145/2017-00.



(FI. 02 do Memorando n° 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 Tieté 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



(FI. 03 do Memorando n° 524/2017-SFF/ANEEL, de 15/09/2017)

	T	
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 Patrício	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.asp

D.II - Projeção Eletrobras - CAFT BUSA



Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Diretoria de Gestão Corporativa e Sustentabilidade - DS Rua da Quitanda, 196 - 21º 20091-005 Rio de Janeiro - RJ Tel: (21) 2514-5615 ds@eletrobras.com

CTA-DS-1706/2021

S/Ref.: Carta CT CCEE-04655/2021

Rio de Janeiro, 10 de setembro de 2021.

Ao Senhor

Rui Guilherme Altieri

Superintendente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE Av. Paulista, 2064 – 13º andar -Bela Vista São Paulo - SP CEP: 01310-200

Assunto: Orçamentação RGR 2022 - previsão orçamentária para 2022 do Reembolso dos custos de administração, conservação e a gestão dos bens BUSA.

Prezado Senhor

Em resposta ao item 2b da carta CT CCEE 04655/2021, de forma a compor a orçamentação da conta RGR, temos a informar que a previsão orçamentária estimada para o ano de 2022 dos custos administrativos, financeiros e tributários incorridos com o registro, a conservação e a gestão dos bens BUSA, para efeitos de ressarcimento como determina a Lei nº 14.120/2021, é de R\$ 4.710.503,00 (quatro milhões, setecentos e dez mil, quinhentos e três reais).

Respeitosamente,

Ana Paula Figueiredo de Oliveira

Superintendência de Gestão de Patrimônio e Suprimentos

Luiz Augusto P. A. Figueira

Diretor de Gestão Corporativa e Sustentabilidade

ANEXOS:

1) CT CCEE 04655/2021

Em sua resposta favor citar nossa referência.

CLASSIFICAÇÃO: PÚBLICA

Este documento foi assinado digitalmente por Ana Paula Figueiredo De Oliveira e Luiz Augusto Pereira De Andrade Figueira. Para verificar as assinaturas vá ao site https://www.portaldeassinaturas.com.br e utilize o código 1C64-3EBE-D6B3-63A8.



PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas Certisign. Para verificar as assinaturas clique no link: https://www.portaldeassinaturas.com.br/Verificar/1C64-3EBE-D6B3-63A8 ou vá até o site https://www.portaldeassinaturas.com.br e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

Código para verificação: 1C64-3EBE-D6B3-63A8



Hash do Documento

28F925A361A91BFCC7DF5E9A4B983056FB29AAD487C33363E9244D465C0850C7

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 14/09/2021 é(são) :

Tipo: Certificado Digital

☑ Luiz Augusto Pereira De Andrade Figueira (Signatário) -844.097.897-91 em 13/09/2021 12:22 UTC-03:00

Tipo: Certificado Digital



D.III - Projeção Eletrobras 2022 - Recebíveis sem IR



	Competência	dez/21	jan/22	fev/22	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22	set/22	out/22	nov/2
Empresa	Caixa	jan/22	fev/22	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/:
ELESC-DIS	EFS-0317/2011	85.417,88	85.114,98	84.812,08	84.509,18	84.206,28	83.903,38	83.600,48	83.297,58	82.994,68	82.691,78	82.388,88	82.085,9
EMIG-DIST	EFS-0294/11	278.276,31	277.214,19	276.152,07	275.089,94	274.027,82	272.965,70	271.903,57	270.841,45	269.779,33	268.717,20	267.655,08	266.592,9
EREJ	ECF-0293/10	423,90	422,19	420,49	418,78	417,07	415,36	413,65	411,94		-		-
ERTAJA	ECF-2857/10	47.576.31	47.386.01	47.195.70	47.005.40	46.815.09	46.624,79	46.434.48	46.244.18	46.053,87	45.863,57		
ERTAJA	EFS-0301/10	1.024,42	1.020,32	1.016,22	1.012,12	1.008,03	1.003,93	999,83	995,73	991,64	987,54		
ERTEL-ENER	ECF-2856/10	27.667,59	27.558,66	27.449,73	27,340,80	27.231,88	27.122.95	27.014,02	26,905.09	26.796,17	26.687,24	26.578,31	26.469,38
ERTEL-ENER	EFS-0291/10	1.097,16	1.092,82	1.088,48	1.084,15	1.079,81	1.075,47	1.071,14	1.066,80	1.062,46	1.058,13	1.053,79	1.049,45
ERTHIL	ECF-2847/2010	21.902,53	21.815.27	21.728,01	21.640,75	21.553,49	21.466,23	21.378.97	21.291,70	21.204.44	21.117,18	21.029.92	
OOPERNORTE	ECF-2854/10	12.831,76	12.781,24	12,730,73	12.680.21	12,629,69	12.579,17	12,528,65	12.478.13	12.427,61	12.377,09	12.326.58	12.276,06
OPREL	ECF-2849/10	55,938,93	55,713,37	55.487,81	55.262.25	55.036,69	54.811,12	54.585,56	54.360.00	-	22.01.1700	-	22.2.0,0
OPREL	EFS-0279/09	3.330,09	3.316,50	3.302.91	3,289,31	3.275,72	54.011,12	34.303,30	34,300,00	28		198	
RERAL	ECF-2852/2010	4.539,69	4.521,96	4.504,22	4.486,49	4.468,76	4.451,03	4.433.29	4.415,56	4.397,83	4.380,09	4.362,36	4.344,63
CERAÇÁ	EFS-0198/07	517,75	4.521,50	4,304,22	4.400,43	4.400,70	4.431,03	4.455,25	4,413,30	4.557,65	4.380,03	4.302,30	4,544,05
			- -										
CERAÇÃ	EFS-0259/09	535,06	532,85	530,65				-					
CERCI	EFS-0306/10	4.121,71	4.105,98	4.090,24	4.074,51	4.058,78	4.043,05	4.027,32	4.011,58	3.995,85	3.980,12	3.964,39	3.948,66
CERFOX	ECF-2873/10	30.537,89	30.418,13	30.298,37	30.178,62	30.058,86	29.939,10	29.819,35	29.699,59	29.579,84	29.460,08	29.340,32	29.220,57
CERFOX	EFS-0297/10	2.837,89	2.826,58	2.815,28	2.803,97	2.792,66	2.781,36	2.770,05	2.758,75	2.747,44	2.736,13	2.724,83	-
ETRIL	EFS-0247/08	-	-	-	-	-	2	-			-	-	-
CHESP	EFS-0262/09			•				5					
CHESP	EFS-0321/11	2.159,89	2.151,74	2.143,59	2.135,44	2.127,29	2.119,14	2.110,99	2.102,84	2.094,69	2.086,54	2.078,39	2.070,24
OELCE	EFS-0265/2009	-	-										
OOELCE	EFS-0292/10	122.891,55	122.396,02	121.900,49	121.404,96	120.909,43	120.413,90	119.918,37	119.422,84				
COELCE	EFS-0310/10	147.607,99	147.046,75	146.485,50	145.924,25	145.363,00	144.801,76	144.240,51	143.679,26	143.118,02	142.556,77	141.995,52	141.434,27
COESO	EFS-0298/10	1.248,82	1.243,83	1.238,83	1.233,84	1.228,84	1.223,85	1.218,85	1.213,86	1.208,86	1.203,87		-
LETROCAR	ECF-2982/11	91.489,87	91.165,44	90.841,01	90.516,57	90.192,14	89.867,71	89.543,28	89.218,85	88.894,41	88.569,98	88.245,55	87.921,12
LETRONUCLEAR	ECF-2278/02	749.700,56	747.088,36	744.476,17	741.863,97	739.251,77	736.639,58	734.027,38	731.415,18	728.802,99	726.190,79	723.578,59	720.966,39
LETRONUCLEAR	ECF-2507/05	2.838.951,65	2.827.289,29	2.815.626,93	2.803.964,57	2.792.302,21	2.780.639,85	2.768.977,49	2.757.315,13	2.745.652,77	2.757.315,13	2.745.652,77	2.745.652,77
LETRONUCLEAR	ECF-2579/06	288.607,08	287.687,95	286.768,82	285.849,69	284.930,56	284.011,43	283.092,30	282.173,16	281.254,03	280.334,90	279.415,77	278.496,64
LETRONUCLEAR	ECF-2878/10	4.477.505,45	4.467.188,62	4.456.871,78	4.446.554,95	4.436.238,12	4.425.921,29	4.415.604,45	4.405.287,62	4.394.970,79	4.384.653,95	4.374.337,12	4.364.020,29
ELFSM	EFS-0296/10	8.674,81	8.639,83	8.604,85	8.569,88	8.534,90	8.499,92	8.464,94	8.429,96				-
NOVAPALMA	EFS-0215/08	790,26	787,00	783,75						(*)			
ULGIPE	EFS-0285/10	980,55	976,63	972,71	968,79	964,86	960,94	957,02	953,10	949,17	945,25		
ULGIPE	EFS-0304/10	4.121,14	4.104,65	4.088,17	4.071,68	4.055,20	4.038,71	4.022,23	4.005,74	3.989,26	3.972,77	-	141
EDRAP	EFS-0286/2010	1.418,08	1.412,37	1.406,65	1.400,93	1.395,21	1.389,49	1.383,78	1.378,06	-	1.372,34		-
EDRAP	EFS-0309/2010	3.601,67	3.587,61	3.573,54	3.559,47	3.545,40	3.531,33	3.517,26	3.503,19	3.489,12	3.475,05	3.460,98	3.446,92
EDRAP	EFS-0316/2011	3.642,91	3.629,76	3.616,60	3.603,45	3.590,30	3.577,15	3.564,00	3.550,85	3.537,70	3.524,55	3.511,39	3.498,24
EDRI	EFS-0263/09	325,54	324,25	322,96	321,67	320,37	319,08	317,79	316,50	315,21	313,92	312,62	311,33
CELG	EFS-0232/08	262.432,81	261.464,42	260.496,04	259.527,65	258.559,26	257.590,88	256.622,49	255.654,10	254.685,72	253.717,33	252.748,94	251.780,55
ELPA	DEL-0124/2016-A		-	-	19.182.317,56	-	-		-		19.500.256,52	-	-
CELPA	DEL-0124/2016-C				192.023,63		-		0.0		195.206,34		-
COOPERSUL	ECF-2846/10	12.488,61	12.438,85	12.389,10	12.339,34	12.289,59	12.239,83	12.190,08	12.140,32	12.090,57	12.040,81	11.991,06	-
RELUZ	ECF-2848/2010	31.501.76	31.374.73	31.247.71	31.120.69	30,993,66	30.866.64	30,739,62	30.612.59	22.030,07	22.0.0,01	22.552,00	_
RELUZ	EFS-0264/09	31.301,70	31.374,73	31.247,71	31.120,03	30.333,00	30.800,04	30.733,02	30.012,33				-
NERGISA TO	EFS-0284/2010	273.870.58	272.752,74	271.634.90	270.517.06	269.399,22							
AMAZONAS	ECF-2116/01J	200.240,28	199.455,02	198.669,77	197.884,51	197.099,26	196.314,00	195.528,74	194.743,49	193.958,23	193.172,98	192.387,72	191.602,46
MAZONAS	ECF-2116/013 ECF-2459/05	200.240,28	199.435,02	136.003,//	137.004,51	137.033,26	190.314,00	193.328,74	134.743,49	133.338,23	133.172,98	132.307,72	191.002,46
		*	-			*		*	*	*			
MAZONAS	ECF-2827/10	90.786,72	90.460,14	90.133,57	89.807,00	89.480,43	89.153,86	88.827,29	88.500,72	88.174,15	87.847,58	87.521,01	87.194,44
ERPRO	EFS-0257/09	5	-	5	-	-		-	-				
LETRONORTE	ECF-2092/01-N	1.978.187,18	1.970.158,90	1.962.130,61	1.954.102,33	1.946.074,04	1.938.045,76	1.930.017,47	1.921.989,19	1.913.960,90	1.905.932,62	1.897.904,33	1.889.876,05

D.IV - Ofício nº 400/2017/SFF/Aneel

Número: 48536.003310/2017-00 (VIA 001)



Oficio 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 - Brasilia - DF - Brasil Tel. 55 (61) 2192-8600 Ouvidoria: 167 www.aneel.gov.br

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA



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 "1" e "J" CEP: 70830-110 - Brasilia - DF - Brasil Tel. 55 (61) 2192-8600 Ouvidoria: 167 www.aneel.gov.br



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 "1" e "J" CEP: 70830-110 - Brasilia - DF - Brasil Tel. 55 (61) 2192-8600 Quvidoria: 167 www.aneel.gov.br



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.







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

	TABE	LA I - PLANILI	HA DA ANEE	L (ANUAL) - DA	ATA BASE: 1	2/2011	
Ano	Amortizações	pelos Agentes	Crédito de IR		Reposição à RGR		Saldo a Repor à
Ano	Principal	Juros	tomado pela	Principal	Juros	Reembolso das	RGR
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		72		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 "I" e "J" CEP: 70830-110 - Brasilia - DF - Brasil Tel. 55 (61) 2192-8600 Ouvidoria: 167 www.aneel.gov.br



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

	Amorticae	nolos Accuts	TAB Crédito de IR			EEL - MÊS A				Total a Repor	Advallere
MÊS/ANO	Amortizações	pelos Agentes	tomado pela	Reposiçã		Saldo a Repor			Comissão de	RGR - Valor	Atualização
HESTAIGO	Principal	Juros	Eletrobras *	Principal	Juros	RGR - Amortiz	Juros de Mora	Multa	Reserva de Crédito	Histórico	30/06/2017
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	9	16	46.690,96	2)	- 4	2	46.690,96	43.811,68
jan/99	99,136,86	3.558,87	889,72	8	181	103.585,44	6			103.585,44	96.751,68 351,020,95
fev/99 mar/99	363.731,46 190.434,70	19,666,16	2.730,81 4.916,54	-		377.385,52 215,017,40		-	2	377.385,52 215.017.40	199.070,28
abr/99	590.712,56	86.497,22	21.624,30		-	698.834.08	5	-	-	698.834.08	644.092.07
mai/99	781.377,09	116.162,06	29.040,52	9	(8)	926.579,67	2)	-	- 2	926.579,67	850.008,16
jun/99	953,799,53	139.575,66	34.893,91			1.128.269,11	364,88		5	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)	25		43	(7.241.312,50)	- 6.581.548,47
ago/99 set/99	1.893.037,62	353.811,45 354.553,60	88.452,86 88.638,40	- E	162	2.335.301,93	5		2	2.335.301,93	2.112.475,21 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	i i	125	3.874.438,00	13	- 1	2	3.874.438,00	3.455.783,45
dez/99	3.405.918,86	464.393,07	116.098,27	8	160	3.986.410,20	- 5		-	3.986.410,20	3.538.492,72
jan/00	3.390.934,32	477.517,97	119.379,49	9	-	3.987.831,78	- 5	3	-	3.987.831,78	3.522.584,74
fev/00 mar/00	7.273.724,21 5.748.136.43	1.223.376,92 850.100.00	305.844,23		-	8.802.945,36 6.810.761,43		-	3	8.802.945,36 6.810.761.43	7.740.478,76 5.959.416,25
abr/00	5.470.555,69	824.515,57	206.128,89			6.501.200,16			2	6.501.200,16	5.661.461.80
mai/00	5.590.504,54	824.034,89	206.008,72	8		6.620.548,16	- 5			6.620.548,16	5.736.888,88
jun/00	5.591.031,13	786.329,58	196.582,40	9	197	6.573.943,11	2	-	2	6.573.943,11	5.669.112,88
jul/00	5.356.607,72	763.843,66	190.960,91	=	190	6.311.412,30				6.311.412,30	5.415.542,38
ago/00 set/00	6.529.099,87	924.081,05 861.768,28	231.020,26 215.442,07	-		7.684.201,18 7.683.630,96	1,95 34,54	-	841.085,00	7.684.203,13 8.524.750,50	6.560.388,43 7.242.485,94
out/00	6.245.072,25	888.692,77	213.442,07			7.883.630,96	34,54	-	841.085,00	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		10	7.822.649,43	8	-	658.309,02	8.480.958,45	7.096.913,15
jan/01	8.152.227,23	1,116.261,21	279.065,30	2	: #1	9.547.553,74	8	14	20	9.547.553,74	7.948.338,49
fev/01	7.805.497,16 8.335.499.49	1.054.247,64	263.561,91 269.874.99		- 10	9.123.306,71	2		3	9.123.306,71	7.559.673,31 7.983.295.79
mar/01 abr/01	8.699.029,38	1.079.499,95	305.604,06	-	1.2	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	51		3	10.983.610.80	8.960.795.81
jun/01	7.835.362,48	1.289.535,36	322.383,84		16	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	ĕ	9	11.596.687,04	29	- 5	ş.	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 out/01	9.143.943,74	1.754.570,47	438.642,62 413.168,89		- 0	18.221.216,03			5.	11.337.156,83	9.057.128,62 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	12	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		18	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	В	1.25	17.754.720,88	6.212,69		44.783,07	17.805.716,64	13.851.363,73 16.035.801.44
mar/02 abr/02	13.291.692,42	5.725.586,50 5.657.714,25	1.431.396,62			20.448.675,54	10.424,55 3.130,55		269.404,46 108.855,41	20.728.504,55	16.035.801,44
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	8		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		151	19.713.833,91	11.583,75		810.760,40	20.536.178,06	15.450.621,74
set/02 out/02	23.475.649,12	8.610.123,55 6.560.242,25	2.152.530,89 1.640.060,56			34.238.303,57 27.603.059,59	199.179,74 53.853,70		344.247,22 949.039,18	34.781.730,53 28.605.952,47	26.023.497,55 21.279.650,20
nov/02	14.263.452.37	8.255.229.36	2.063.807.34	6	- 2	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		191	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	2	121	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 abr/03	15.731,899,69	7.937.880,42 7.718.539,00	1.984.470,11	8		25.654.250,22 24.016.452,25	13.290,93 13.288,25		148.489,73	25.816.030,88 24.029.740,50	18.662.838,99 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		18	30.960.579,79	4.497,46	it.		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 out/03	20.374.725,41	7.120.964,99	1.780.241,25		15	29.275.931,64	158,51		326.950,56	29.276.090,15 29.655.573.08	20.420.072,88
nov/03	21.610.295,27	7.034.021,81	1.758.505,45	-	-	30.702.116,86	42.57	-	326.930,36	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	5	1/23	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	=	(4)	32.987.065,85	6.533,31		478.466,67	33.472.065,83	22.496.017,58
abr/04 mai/04	22.038.680,46	8.173.063,70 6.600.119,81	2.043.265,92 1.650.029,95	5	18	32.255.010,08 28.160.471,58	738,15 4.151,66		545.273,40 264.867,36	32.801.021,63 28.429.490.60	21.908.349,03 18.866.125.85
jun/04	24.456.042,29	7.511.822,10	1.877.955.53	-	-	33.845.819,92	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	S.		32.770.448,83	2.5102		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	8	(*)	35.830.310,58	10.400,06		535.315,83	36.376.026,47	23.674.730,56
set/04	23.500.182,00	7.093.639,08	1.773.409,77	9	- 4	32.367.230,85			2	32.367.230,85	20.930.809,28
out/04	19.082.495,84	4.300.980,99 9.756.471,14	1.075.245,25		- (*)	24.458.722,07 38.896.516.86	4,27		33.049,24 66.032.83	24.491.775,58 38.962.553.96	15.732.564,18 24.865.685.48
nov/04			2,439,117,79	-		38,876,316,86	4.2/				





SGAN - Quadra 603 / Módulo "1" e "J" CEP: 70830-110 - Brasilia - DF - Brasil Tel. 55 (61) 2192-8600 Ouvidoria: 167 www.aneel.gov.br



March Marc	jan/05	21.120.826,79	4.982.566.44	1.245.641.61	- I		27.349.034,85	8,74	- 1	880.774.79	28.229.818.37	17,773.023,15
March Marc					-				-			21.308.274.50
AMPSILON 1200-101					20.719.074,43	5.916.835,42						9.293.829,66
JAMES JAME	abr/05		7.320.486,98	1.830.121,75		9.089.004,00		297,38			(4.197.267,30)	- 2.590.646,65
	mai/05	35.988.590,98	6.942.163,41	1.735.540,85	8	120		11	i i i i i i i i i i i i i i i i i i i	-	44.666.295,25	27.376.716,79
1,000 1,00												18.802.113,04
Seed												13.652.431,35
West						65 E			-			14.828.696,00 22.804.422,95
									-			16.730.839,85
									-	965 449 87		19.465.180,04
1966 1299/15/20 1979/16/2					-	(-)						13.706.179,73
					201.016.544,30	60.573.452,95			12			- 128.168.372,01
March Marc	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	140	-	10.743.251,14	6.177.369,40
	100000000000000000000000000000000000000							5	120	8		- 7.247.729,26
									(*)	-		- 3.034.681,39
\$20,000 \$20,	0.000											29.101.573,99
***Seption ***Prof. ***Pro												4.771.293,59 - 18.325.911.62
									10.277,70			5.151.302,19
core(b) 2655323196 735825972 Imprily of 2174040 233522620 \$18622033 \$224762 \$24402 \$1860070 \$1860070 \$287820 \$2287200												1.734.677,16
nowled 26a1721400 800627960 20077241 244087972 717908180 800779592 3729255 - 333557962 11377799575 510 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	20-12/05/90 0								435,42			4.969.861,73
	nov/06	29.617.214,01	8.006.290,43	2.001.572,61	24.408.199,25	7.179.081,88			170	3.335.570,62	11.377.096,39	6.107.288,55
Tempor												- 1.267.732,67
marbify 3.5981.1946.7 3.5981.0316.8 37.540.1277 36.325.235.67 11.7941.4622 3.5980.2368.6 5.40.00 1.20.233 1.20.234.66 3.344.66 3.354.61.201.10 2.201.10 3.201.10	* 100 mm / 100 mm				27 POST (12 TO				383,85			8.432.978,56
									-			6.251.209,41
	50,000,000							18,000,000		1,70,70,101,101,00		2.919.689,32
												1.565.654,65 - 2.341.764,49
1987 34-06-994-05 12-54-023-06 13-15-08-087 28-09-93-18 12-29-02-086 17-29-94-0 - - 12-29-06 072-99-00-0 2-09-08-09-09 2-09-08-09-09 2-09-08-09-09-09 2-09-08-09-09-09-09-09-09-09-09-09-09-09-09-09-												838.210,06
## 1980/07 2753379607 133734631 333933737 323207405 1226776370 45656608 90634 - 13224038 44090907 2465 ## 2000/07 2703340631 1445360614 3,6500729 246495600 1224746970 2224818468 1710060 130557 222403 2226134688 2226133505 2226184688 2226133505 2226184688 2226133505 2226184688 2226133505 2226184688 222613505 2226184688 222613505 2226184688 222613505 2226184688 222613505 2226184688 222613505 2226184688 222613505 2226184688 222613505 2226184688 222613505 2226184688 222613505 2226184688 222613505 2226184688 222613505 2226184688 222613505 2226184688 222618468 222618505				and the second second second				343,74	-	- Annual Contract of the Contr		- 371.249,38
					0.010.000.000.000.000			908,54	100			2.040.141,85
		41.733.960,54							15.385,15	- Annual Contract of the Contr		12.121.031,04
	out/07	29.053.498,13	14.636.069,14	3.659.017,29	26.694.596,00	12.944.584,36		1.982,56	2.595,73	33.184,02	7.747.166,51	3.798.263,58
jam08 285320160 1019772728 232741122 237720725 13462-4474 (1.69919.37) 1,4960-477		0.1000000000000000000000000000000000000										- 3.689.634,80
Few Page	-								1.469,66			162.223.972,13
marv08 2000.119.003 9.223.045.55 2.405.761.30 -								1.498.047,47	100000			66.830,62
					132./51.400,09	182.6/1.480,53		264.09				- 128.978.426,10 18.840.045,79
					27.995.114.61	9.124.472.54						2.114.837,23
1008 409-6467089 1071-1278/98 2678.10746 34650.200,52 10.959.6773,02 3,108.05546 15.386.56 16.229.66 16.93.66.79 3,029.1947 4.206.889.096 44.4672.6379 10.10774.659 23.4445.57 33.97573,07 10.022.200.58 44.690.267.79 10.022.200.58 40.543.941.99 10.522.100.10 5.788.883.20 5.662.70 16.153.58 224.407.90 6.623.469.38 3.030.840.89 3.00.840.89 34.650.2377 11.150.5576.6 278.63.957.99 10.522.100.10 5.788.883.20 5.662.70 16.153.58 224.407.90 6.623.469.38 3.00.840.89 3.00.840.8						9.426.713,32			170		11.725.030,33	5.401.656,33
sepolite 44.472.45389 10.1777.4699 2.444.48275 33.967393.70 10.422.453.92 38.824.278.10 12.03.811 9.968.98 18.303.74 10.00227.95.4 43.95 setUBB 44.090.276.70 16.403.080 2.244.070.52 3.007.052.0 41.075.679.89 7.988.090.40 7.724.683.99 44.150.103.59 2.244.070.57 6.245.083.11 3.007.052.0 6.245.083.11 3.007.003.00 4.150.103.003.00 4.150.103.003.00 4.150.103.003.00 4.150.103.003.00 4.150.103.003.00 4.150.103.003.00 4.150.103.003.00 4.150.103.003.00 4.150.103.003.00 4.160.103.003.00	jun/08	37.545.696,93	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	5.740.928,61
sev08 44.699.257/30 16.428.288.00 26.07.032.00 40.543.244.00 10.522.103.01 65.788.832.00 56.627.01 16.133.58 22.4407.00 62.824.6893.83 33.02 onv08 38.856.832.77 11.150.539.64 22.978.239.78 44.192.493.81 10.240.075.77 20.383.86.08 - 190.129.93 (1.684.228.15) 50.06 dex08 45.950.890.00 11.176.173.11 22.978.78.00 44.192.493.81 10.240.075.77 20.283.840.80 - 190.129.93 (1.684.228.15) 50.00 dex09 43.145.445.25 16.201.647.73 44.950.421.93 380.998.823 10.955.798.14 14.391.208.00 - 21.986.15 5.991.409.12 6.756.748.12 2.756.748.12 4.756.748.12 <t< th=""><th></th><th>The second secon</th><th></th><th></th><th></th><th></th><th></th><th></th><th>A</th><th>1101100000</th><th></th><th>4.206.986,91</th></t<>		The second secon							A	1101100000		4.206.986,91
out/08 4.2585.322.04 12.443.042.25 3.160.766.26 41.075.677.89 9.988.809.40 7.3246.359.11 44.331.02 58.079.19 180.239.00 7.451.305.72 3.348.01 2.348.01 44.331.02 58.079.19 190.129.30 (L.816.305.12) 3.348.01 3.3		1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-1-		Company of the Park of the Company o	100000000000000000000000000000000000000	A 200 OF THE RESERVE OF			V2000000000000000000000000000000000000	CA \$500 CO - \$100 CO CO		4.492.031,07
	21-21-3 100111	1127411010 10 1 F (17.0.181 10.0.1	THE CONTRACTOR OF THE PARTY OF		A COLOR OF COLOR OF CO.		(0.00.000000000000000000000000000000000					3.028.455,91 3.346.503.79
					The second second second	1 1000000000000000000000000000000000000	2000 SECTION S	44.351,02	58.079,19	75-9/11 his MALCO		- 804.497,00
								985.65	11.579.95			2.670.064,26
Fev0P 43.363.7292 15.497.666.10 3267.416.53 45.509.292.35 11.533.201.7 5.699.41.003 - 213.067.15 5.913.400.18 2.500 abr/09 46.261.678.00 15.597.127.02 3.399.816.70												6.237.910,71
https://doi.org/10.1009/10.1		43.363.572,92	15.497.666,10	3.874.416,53	45.502.922,35	11.533.320,17	5.699.413,03	2	120	213.987,15	5.913.400,18	2.500.054,19
					85.651.553,22	31.336.760,38			24.701,82			- 20.191.496,18
	E 300 (700)				2	*			150			27.341.686,85
\$\frac{1}{\text{sect09}\$} = \frac{1}{\text{5}} \f									(+)			284.904,46
age/09 45,765,348,61 15,812,871,84 3,953,217,96 46,370,093,55 15,401,556,86 3,758,788,00 460,76 — 343,199,42 4,103,448,18 1,625 set/09 50,023,710,80 16,435,934,00 4,103,481,81 51,338,645,93 1,590,292,15 3,332,058,53 — — 376,888,29 3,708,896,82 1,155 nov09 47,766,23,03 15,810,373,17 3,952,593,29 49,966,936,72 16,269,151,89 1,655,501,48 200,68 3,26 332,276,47 200,598,189 777 dex/09 51,229,275,98 16,911,899,34 422,799,733 47,256,530 16,259,115,89 1,655,501,48 200,68 3,26 332,318,81 9,828,850,99 337,318,81 9,828,850,99 337,318,81 9,828,850,99 337,318,81 9,828,850,99 337,318,81 9,828,850,99 337,318,81 9,828,850,99 337,318,81 9,828,850,99 33,518,81 9,828,850,99 33,518,81 9,828,850,99 33,518,81 9,828,850,99 33,518,81 9,828,850,99 33,518,81 9,828,850,99 33,518,81 9,828,850,								1.587,51				2.119.218,84 4.955.117,35
ext09 50.023.71(0.80) 16.439.936,65 41.09.984,16 51.338.646,93 15.902.926,15 333.2058,53 - - 376.838,29 3.708.896,82 1.457 out/09 47.673.302,16 16.425.347,00 4.106.336,75 45.346.374,53 15.640.605,22 7.215.806,16 20.068 3,26 332.276,47 2.005.981,89 777 dez/09 51.229.275,98 16.911,890,34 422.7997,33 47.236.528,07 16.255.858,87 22.905,00 27.751,88 373.511,81 9.282.855,09 3.53 fev/10 50.513,521,10 19.897,430,66 4.924.357,67 50.812,510,89 16.745.279,00 77.755,88 8.130,11 - 539.054,66 81.147.204,11 339.33 387.33 387.11 9.888,737,11 9.888,737,12 2.4965,00 27.751,01,68 373.511,81 9.288,855,09 3.353 332.216 3.456 339.33,11,81 9.288,855,09 3.353 332.216 3.466 3.297,31,11 9.888,13,21,11 3.388,13,21 3.466 5.991,31,31 3.466 3.22,43,21 3.466 3.22,43,21								460.76	5			1.629.980,80
out09 47,673,302,16 16,425,347,00 41,603,367.5 45,848,745,33 115,640,605,32 7,215,806,16 114,61 - 330,040,45 7,545,961,22 2,933 dez/09 47,766,622,83 15,810,373,17 3,952,593,29 49,606,936,72 16,255,858,87 88,585,77 240,650,00 372,516,88 332,274,72 20,593,81,89 7,71 dez/09 51,229,275,98 16,911,989,34 42,273,973,33 47,255,280,07 16,255,858,87 88,585,77 249,650,00 373,511,81 9,282,855,09 3,533,129 51,007,68 333,21,81 9,282,855,09 3,533,129 51,007,68 333,31,81 9,282,855,09 3,533,129 51,933,221 - 51,007,68 13,813,31,129 51,933,219 51,933,219 51,933,221 - 51,007,68 13,813,31,219 51,933,219 51,933,219 51,933,219 51,933,219 51,933,219 51,933,219 51,933,219 51,933,219 51,933,219 51,933,219 51,933,219 51,933,219 51,933,219 51,933,219 51,933,219 51,933,219 51,933,219 51,933,219 5								400,70				1.457.802,50
nov09								114,61				2.933.492.42
				3.952.593,29				200,68	3,26			771.467,20
few10 59.513.529.10 19.677.430.66 49.243.57.67 50.812.501.89 16.745.279.70 7.577.535.88 8.130.11 - 539.054.64 8.124.720.41 3.022 mair10 51418.272.17 19.321.333.61 4.822.833.40 101.873.679.10 39.383.683.23 66.6674.922.15 34.66 - 599.193.87 (65.085.694.62) 2.23.93 mair10 50.753.305.88 19.446.800.01 4.866.202.00 - - 75.084.315.69 33.66 - 599.193.87 (65.085.694.62) 227.49 mair10 53.889.003.89 19.442.5887.93 33.8881.46.98 13.148.272.17 19.331.333.61 7.430.733.00 36.50 91.55 597.532.55 7.798.393.63 286 jul/10 52.747.051.18 19.487.152.12 487.178.803.31 507.332.88 19.448.808.01 4.178.748.07 18.38 - 688.904.94 4.472.722.84 1.569 ago/10 53.135.64.17 2.0085.622.00 5021.405.75 19.425.879.33 38.242.652.92 18.376.51 183.500.58 8810.005.06 89.325.745.08					47.256.528,07	16.255.858,87		24.965,90	27.501,68		9.282.855,09	3.530.063,51
mar/10				-					-			5.193.398,78
abr/10 59.753.05,88 19.446,808,01 48.66,202,00 - - 75.084315,89 33,68 - 542,815,79 75.627,165,54 27.488 mai/10 53.889,603,89 19.422,587,73 4.888,146,98 51.418,272,17 19.331,333,61 7.430,733,02 36,50 91.55 547,532,55 7.7839,363 2.06 jul/10 52.747,051,18 19.487,152,12 4.871,788,03 33,889,603,89 19.448,606,10 6.726,761,7 135,58 570,383,75 6.697,280,41 2.377 agol*10 52.747,051,18 19.467,152,12 4.871,788,03 3.889,603,89 19.442,587,93 3.783,799,51 18.36 - 688,904,94 4.472,722,84 1.563 set/10 63.153,641,77 20.085,623,00 5021,405,75 - - 88.340,503,99 729,53 - 688,904,94 4.472,722,84 1.636 cwt/10 61.153,06,08 19.137,868,17 - - 88.242,66,29 18.375,571 88.31,005,08 89.325,745,08 3.93 3.414 3.414 3.02 3.414												3.023.073,05
mai/10 53.889.603,89 19.432.587,93 4.888.146,98 51.418.272,17 19.331.333,61 7.430.733,02 36.50 91,55 547.532,55 7.778.393,63 2.866 jun/10 52.160.2184.2 19.347.725,21 4.865.631,31 507.333,75 19.468.080,11 - 18.56 570.383,75 6.697.280,41 2.378 jul/10 52.160.2184.2 19.487.152,12 4.867.1880,33 31.869.03,89 19.432.587.93 37.837.995.1 18.38 - 688.904,94 447.272.284 1.568 age/10 53.056.955,33 18.600.878,10 4.850.219,53 10.4997.269,60 38.814877.35 67.434.093,99 729,53 - 684.350,05 (66.749.014,41) - 23.138 out/10 61.015.096,08 19.137.888,17 4.784.467.04 53.056.955,33 18.600.878,10 13.227.579.86 - 747.869,62 14.027.467,49 4.742 out/10 61.015.096,08 19.137.888,17 4.784.467.04 53.056.955,33 18.600.878,10 13.227.597.86 - 747.869,62 14.027.467,49 4.742					101.873.679,10	39.383.683,23			-			- 23.937.072,13
					51 419 272 17	18 331 333 41			1000			27.498.877,69 2.866.681,15
150 150								30,30				2.378.464,72
age/10 53.056.955.33 18.600.076,10 46.50.219,53 104.907.269,60 38.834.877,35 667.440.073,99 729,53 - 684.350,05 (66.749.014.41) 23.135 set/10 63.135.634,17 20.085.623,00 50.21.405,75 - 88.242.66.22 18.576,51 183.500,58 881.005,66 89.325.745,08 30.581 nov/10 61.015.096,08 19.137.886,17 4.784.467,04 53.055.555,33 18.600.878,10 13.279.597,86 - - 747.889,62 14.027.467,49 4.742 nov/10 59.531.898,21 14.456.705,39 3.614.176,35 61.015.096,08 19.137.886,17 2.0085.623,00 (5.618.477,22) 425,70 8.666,32 745.517,14 (4.683.886,06) 1.623 jan/11 63.095.994,63 19.447.799,00 4.866.997,72 59.531.898,21 14.4456.705,39 13.447.079,65 21.334,64 726.203,38 14.189.437,86 4.616 few/11 68.850.486,78 18.795.567,77 4.689.881,146 4.975.990,90 3.898.3667 19.1333.788 779.830,03 4.792.190,48 1.					55-10-10-10-10-10-10-10-10-10-10-10-10-10-	710.00000000000000000000000000000000000		18,38	, 55,50			1.569.180,26
Set				0.000				- COVA-1-	275			
new1 10	set/10			5.021.405,75	×	142	88.242.662,92		183.500,58	881.005,06		30.581.661,34
dez/10 67.486.246,30 23.606.531,00 5.901.632,75 61.015.096,08 19.137.868,17 16.841.445,79 171,32 19.239,02 765.602,14 17.626.458,27 5.805 jan/II 63.095.994,63 19.407.990,07 46.988,919,4 67.866.463,03 23.605.31,00 13.232.161,9 19.239,02 765.602,14 17.626.458,27 5.805 draf/II 68.850.486,78 18.795.677,4 46.988,919,4 67.866.463,03 23.605.31,00 12.232.161,9 19.932,226 68.708,07,4 21.91,19,119,19 68.708,07 21.333,78 779.830,03 4.921.91,19,19,19 68.708,78,78 4.91.21,19,119,19 68.708,78,78 779.830,03 4.921.91,19,19,19 68.708,78,78 779.830,03 4.921.91,48 1.468 1									125			4.742.063,31
								2007				
fev/II 68.850.486,78 18.795.567,77 4.698.891,94 67.486.246,30 23.606.531,00 1.252.169,19 199.332,26 687.089,74 2.139.191,19 687 mar/II 62.207.885,42 19.323.309,43 4.698.891,94 67.486.246,30 23.606.531,00 1.252.169,19 19.99.32,26 687.089,74 2.139.191,19 687 abr/II 50.653.754,31 19.725.442,8 4.931.506,72 68850.486,78 18.689494,0 (12.224.72,80) 30.195,66 100.740,71 91.617,722 11.177.63.21) 3.49 mai/II 50.143.449,41 19.317.788,90 4829.47.22 112.895,955,99 39.045.020,75 77.799.730,81) 7.313,66 24.410.86 864.438,38 (76.703.567.90) 23.67 jul/II 54.990.764,41 20.885.11,77 5.146.677.94 50.172.251,41 19.312.749,16 11.283.79.29 7.406,66 21.478,24 911.650,30 12.264.655,00 3.33 jul/II 54.990.764,41 20.885.11,77 5.146.677.94 50.172.251,41 19.312.749,16 11.283.792,92 7.406,66 21.4782,4 911.650	2000							171,32				5.809.386,87
mar/I I 62:207.865,42 19:322.309,43 48:30.827,36 63:091.486,64 19:579.690,90 3.690.826,67 12:12.337,8 779:830,03 4.592.190,48 1.456 abr/I I 50:633.754,43 19:72.542,89 4.931.306,72 88.850.486,78 18:869.940,60 (12.224.872,80) 30.153,66 100.740,71 916.173,22 (11.177.753,21) 3.487 jun/I I 50:143.4494,1 20:386.511,77 51:46.627,94 20:172.251,4 19:312.749,16 11.283.929,82 7.406,66 21:478,24 951:503,03 12:246.650,02 37:33 ago/I I 76:321.428,81 21:047.213,75 52:61.800,49 63:128.434,61 24:330.500,06 14.971.511,88 49.922 6842,84 10:76-686,84 16:061.322,47 4.751 ago/I I 76:321.428,81 21:047.213,95 52:61.800,49 63:128.434,61 24:330.500,06 14.971.511,88 4.992.2 6842,84 10:76-686,84 16:061.322,47 4.751 set/I I 53:996.703,46 19:857.235,09 49:40.306,77 19:50.990,37 19:80.990,37 722.75 55:54.74 8					55 F F F F F F F F F F F F F F F F F F							4.615.573,81 687.512,28
abr/ 50.653/54.43 19.75.442.89 4.913.60,72 68.850.486,78 18.684.944.06 (12.224.872.80) 30.195.66 100.740,71 916.173.22 (11.177.63.21) 3.497												1.456.107,06
mail I 50.143.449,41 19.317.788,90 48.29.447,22 112.845.395,59 39.045.020,75 77.399,70.810 7.313,66 24.410,86 86.4438,38 (76.703.567,90) 23.671 junl II 54.990.764,41 20.586.511,77 50.127.225,14 19.312.749,16 11.283.929,82 7.406,66 21.476,24 91.850,30 12.264.655,02 37.33 jull I 56.198.000,71 24.530.530,18 6.132.638,29 54.990.764,41 20.586.11,77 26.811,600 134.791,41 30.486,243 13.235.392,32 22.042.99,90 6.617 agol II 76.321.428,81 21.047.213,95 52.61803,49 63.128.434,61 24.530.500,00 14.971.511,58 6.490,22 6.842,84 1.076.468,84 1.60.61.322,47 4.751 set/II 53.296.703,46 19.857.235,09 4.961.308,77 76.319.485,537 19.807.05933 14.319.427,63 - 884.430,46 15.203.856,08 4.366 nov/II 54.289.312,94 19.502.890,22 4.857.722,55 54.273.586,49 19.866.608,0 4.707.684,2 48,55 - 880.972,25								30.195.66				
1.00 1.00												3.733.909,13
set/II 53.996.703.46 19.857.235.09 4.946.308.77 76.319.485.25 21.047.213.59 (18.548.451.87) 722.75 295.547.47 87.70 (18.252.093.95) 5.232 out/II 5.4289.312.94 19.806.822.92 4.921.059.83 4.804.562.77 19.807.059.33 14.3149.72.63 - 884.40.04 15.203.858.08 4.586 nov/II 5.4289.312.94 19.502.890.22 4.875.722.55 5.4273.586.49 19.806.660.00 4.707.678.42 46,55 - 884.40.04 15.203.858.08 1.576.42 dez/II 7.2.264.330.23 17.763.61.248 4.40.903.12 5.4289.312.94 19.502.890.22 20.676.642.68 - 88.707.23 21.519.755.06 598 TOTAL 4.415.708.378.22 14.723.813.144 12.723.117.68 12.924.187.437.52 67.149.939.69 1.916.089.11 44.519.988.2 1.916.988.2 1.331.314			24.530.553,18	6.132.638,29			20.284.116,00	134.929,14		1.325.392,32		6.617.852,37
out/II 54.322.520,83 19.686.823.92 4.921.705.98 44.804.563.77 19.807.059.33 14.319.427.63 - - 884.430.46 15.203.858,08 4.366 nov/II 54.289.312.94 19.502.890,22 4.857.722.55 54.273.386,49 19.686.660,80 4.707.678,42 48.55 - 80.5072.25 555.8699,22 1.574 dez/II 7.722.64.330,23 17.763.612.48 4.440.903.12 54.289.312.94 19.502.890,22 20.676.642.88 - - 837.092.38 21.513.735,06 5.992.81 TOTAL 4.451.705.378,22 1.562.92.261,68 41.2723.513,44 3.228.414.250,14 1.261.731.117,88 19.418.7437,52 67.149.393,69 1.916.089,11 44.510.938,62 2.037.64-079,15 1.331.314												4.751.474,56
noVII 54.289.312,94 19.502.890,92 4.875.722,55 54.273.586,49 19.886.660,80 4.707.678,42 48.55 - 850.972,25 5.558.699,22 1.574 dez/II 72.264.330,23 17.76.36.12,48 4.40.003,12 54.289.312,94 19.502.890,22 20.676.642,68 - - 85.072,23 21.51.375,06 5.98 TOTAL 4.451.708.378,22 1.51.689.926,061,68 412.723.134,46 3.229.414.250,141,128,81.271,788 12.418.7437,22 67.149.393,69 1.916.089,11 44.519.888,22 2.077.649,15 1.331.314								722,75	295.547,47			
dez/II 7.2.64.330,23 17.763.612,48 4.440.903,12 54.289.312,94 19.502.890,22 20.676.642,68 - - 837.092,38 21.513.735,06 5.995 TOTAL 4.451.705.378,22 1.650.902.061,86 412.725.515,46 3.329.414.520,14 1.261.731.177,88 1.924.187.437,52 67.149.593,69 1.916.089,11 44.510.938,82 2.037.764.079,15 1.331.314								40.55	(20)			4.368.997,55
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 67.149.593,69 1.916.089,11 44.510.938,82 2.037.764.079,15 1.331.314								48,55	-			1.574.192,74 5.999.941,67
								67.149.593,69	1.916.089,11			1.331.314.868,35
												3.369.078.947,49





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 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			
ELETROACRE		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 ATU	ALIZADO	986.458.900,09				





SGAN - Quadra 603 / Módulo "1" e "J" CEP: 70830-110 - Brasilia - DF - Brasil Tel: 55 (61) 2192-8600 Ouvidoria: 167 www.aneel.gov.br



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

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	7.403.225,60	28.302.321,47
31/01/2020	1.734.714.595,92	20.900.175,85	7.402.145,62	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	The second secon			28.041.069,27
30/04/2020	1.692.914.244,21	20.900.175,85	7.140.893,42	
	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 "1" e "J" CEP: 70830-110 - Brasilia - DF - Brasil Tel. 55 (61) 2192-8600 Ouvidoria: 167 www.aneel.gov.br

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA



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		20.900.175,85		
	647.905.451,49 627.005.275.63		2.786.690,11	23.686.865,97
30/06/2024	The state of the s	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 "1" e "J" CEP: 70830-110 - Brasilia - 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



(FI. 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