



ccee

Câmara de Comercialização
de Energia Elétrica

Relatório de Orçamento das Contas Setoriais 2020



SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	9
1.1. BREVE HISTÓRICO DAS CONTAS SETORIAIS – CDE, CCC, RGR.....	9
1.1.1. Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	9
1.1.2. Conta de Consumo de Combustível - CCC.....	10
1.1.3. Reserva Global de Reversão - RGR	10
2. OBJETIVO	11
3. PAPÉIS E RESPONSABILIDADES - CONTAS SETORIAIS.....	11
3.1. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO	11
3.2. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS	12
3.3. RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO	13
4. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO	14
4.1. MELHOR ESTIMATIVA 2019.....	14
4.1.1. Conta de Desenvolvimento Energético	14
4.1.2. Conta Reserva Global de Reversão	15
4.1.3. Conta Consumo de Combustíveis.....	15
5. COMPOSIÇÃO DA CDE	17
5.1. ORÇAMENTO CDE.....	21
5.2. COMPARATIVOS CDE.....	22
5.2.1. Premissas adotadas.....	24
5.2.3. Premissas não consideradas.....	25
5.3. Premissas PAC CDE - Carvão Mineral	25
5.3.1.1. Contratos considerados no orçamento do PAC – Carvão Mineral.....	25
6. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS	32
6.1. COMPOSIÇÃO DA CCC	34
6.2. ORÇAMENTO PAC CCC	36
6.3. COMPARATIVOS CCC.....	37
6.3.1. Premissas adotadas.....	40



6.3.2.	Premissas não consideradas.....	45
6.3.3.	Características dos contratos utilizados.....	46
6.3.4.	Análise comparativa.....	53
6.3.5.	Variações (2020 x 2019).....	53
6.4.	ALTERAÇÕES NOS SISTEMAS.....	56
6.5.	CENÁRIO 2 – SENSIBILIDADE DE ENTRADA DO LEILÃO 02/2016.....	56
7.	RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO.....	58
7.1.	COMPOSIÇÃO DA RGR.....	58
7.2.	ORÇAMENTO RGR.....	61
7.3.	COMPARATIVOS RGR.....	62
7.3.1.	Premissas adotadas.....	64
7.3.2.	Premissas não consideradas.....	64
8.	BOLETIM INFO CONTAS SETORIAIS.....	65
9.	ANEXOS.....	66
9.1.	ANEXO A – CONTAS SETORIAIS – CDE, CCC e RGR.....	66
	A.I – Relatório FOCUS do Banco Central.....	66
	A.II – Projeção IPCA.....	67
	A.III – Ofício nº 314/2019-SGT/Aneel.....	68
	A.IV – Ofício nº 327/2019-SGT/Aneel.....	71
9.2.	ANEXO B – CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – CDE.....	73
	B.I – Ofício nº 62/2019.....	73
	B.II – Portaria nº 358/2019-SEE/MME.....	74
	B.III - Custos Administrativos, Financeiros e Tributários – CAFT.....	75
	B.IV - Previsão reembolso de Carvão Mineral – DIAMANTE.....	93
	B.V - Previsão reembolso de Carvão Mineral – COPEL.....	94
	B.VI - Previsão reembolso de Carvão Mineral – CGTEE.....	95
	B.VII - Projeção do reembolso de Carvão Mineral para janeiro de 2020.....	96



B.VIII - Índices de Eficiência Energética das Usinas à Carvão Mineral	97
9.3. ANEXO C – CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS – CCC.....	98
C.I - Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados	98
C.II - Projeção dos Preços dos Combustíveis Líquidos para o Sistema Isolado - EPE	177
C.III – Fator de Corte de Perdas Regulatórias – FC.....	223
C.IV - Custo médio da energia e potência comercializadas no Ambiente de Contratação Regulado – ACRméd	224
C.V –Resolução Autorizativa nº 4.950/2014.....	225
C.VI – Portaria nº 468/2018.....	227
C.VII – Despacho nº 2.505/2019.....	228
C.VIII - Custo Total de Despesa Acessória por Beneficiário.....	229
C.IX - Custo de Óleo Combustível por Beneficiário	234
C.X – Custo de Óleo Diesel por Beneficiário.....	237
C.XI – Custo de Gás Natural por Beneficiário	244
C.XII – Custo de Geração Própria por Beneficiário	245
C.XIII – SIGFI e MIGDI.....	251
C.XIV - Custo de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados (CCESI) – Leilão por Beneficiário	252
C.XV - Custo de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados (CCESI) – Termo Norte II.....	260
C.XVI - Custo de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE) por Beneficiário	261
C.XVII - Custo de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE) - Disponibilidade por Beneficiário	263
C.XVIII - Custo de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE) – Gás Natural por Beneficiário.....	264
C.XIX – Reembolso da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC por beneficiário.....	265
C.XX – Relação dos Custos Tributários por Beneficiário.....	281
C.XXI – Custo de Sub-Rogação por Beneficiário	282



9.4. ANEXO D – RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO – RGR.....	283
D.I - Memorando nº 524/2017 SFF-Aneel	283
D.II - Projeção Eletrobras 2020 - Recebíveis sem IR.....	286
D.III - Despacho nº 2.190/2019.....	287
D.IV - Despacho nº 1.476/2017	298
D.V - Portaria nº 527/2015	299
D.VI - Portaria nº 458/2015	301
D.VII - Ofício nº 400/2017/SFF/Aneel.....	303
D.VIII – Lei nº 13.360/2016	313
D.IX Despacho nº 1.962/2019	314
D.X Ofício nº 285/2019-DIR/Aneel	315

ÍNDICE DE SIGLAS

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

AP - Audiência Pública

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

CCVE - Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético

CMI - Custo Mensal de Instalação

CMO - Custo Marginal de Operação

Cofins - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

COM - Custo Mensal de Operação e Manutenção

CPEE - Contratos de Potência e Energia Elétrica

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

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

GWh - Giga watt hora

ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços

IGPM - Índice Geral de Preços do Mercado

IPCA - Inflação Acumulada Atual

Midgi - Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica

MME - Ministério de Minas e Energia

MP - Medida Provisória

MWm - Megawatt médios

OGU - Orçamento Geral da União

ONS - Operador Nacional do Sistema

PAC - Plano Anual de Custos

Paesp - Patrimônio do Servidor Público

PCHs - Pequenas Centrais Hidrelétricas

PEN Sisol - Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados

PIEs - Produtores Independentes de Energia

PIS - Produtos Industrializados

PIS - Programa de Integração Social

PLD - Preços de Liquidação das Diferenças

PlpT - Programa Luz para Todos

PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária

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

SGT - Superintendência de Gestão Tarifária

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

SIN - Sistema Interligado

Sisol - Sistema Isolado

SRG - Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração

TUSD - Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição

TUST - Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão

UBP - Utilização do Bem Público

VGP - Valor de Geração Própria

1. INTRODUÇÃO

As contas setoriais 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, bem como o financiamento de projetos de melhoria e expansão do setor.

A MP nº 735/ 2016, convertida na Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, estabeleceu à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, a responsabilidade de administrar e movimentar os recursos das contas setoriais: CDE, CCC e RGR, a partir de maio de 2017.

Posteriormente, o Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, estabeleceu as normas e diretrizes para destinação, orçamento e gestão dos recursos das contas setoriais.

1.1. BREVE HISTÓRICO DAS CONTAS SETORIAIS – CDE, CCC, RGR

1.1.1. Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

A CDE foi criada a partir da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a princípio para o desenvolvimento energéticos dos estados, além de atender objetivos mais específicos, como a universalização do serviço de energia elétrica no país, garantir a subvenção econômica destinada a modicidade tarifária para classes de consumidores residenciais 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, promover 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, de 11 de janeiro de 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.

1.1.2. Conta de Consumo de Combustível - CCC

A REN nº 801, de 19 de dezembro de 2017, dispõe sobre os procedimentos para planejamento, formação, processamento e o gerenciamento da CCC, cujos dispêndios são cobertos com recursos da CDE através das quotas.

A CCC é um encargo do setor elétrico brasileiro pago por todas as concessionárias de distribuição e de transmissão de energia elétrica, 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 recebidos, realizar os cálculos de eficiência dos dados de medição, encaminhar os dados de medição ao Operador Nacional do Sistema - ONS, além de atender aos Despachos e Decretos emitidos pelos órgãos reguladores e fiscalizadores, referentes os repasses de recursos aos beneficiários. Estes, por sua vez, devem atender aos requisitos e procedimentos para que o reembolso seja efetivado.

1.1.3. Reserva Global de Reversão - RGR

A criação da RGR foi estabelecida no Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 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 de energia elétrica, financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, 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 ter sido prevista para 2010, pela Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, houve a prorrogação até 2035 por conta de sua importância para o investimento e modernização do setor elétrico.

2. OBJETIVO

O objetivo deste relatório é apresentar a proposta do orçamento das Contas Setoriais para o ano de 2020 da CDE, CCC e da RGR, reunindo em único documento as premissas utilizadas para sua elaboração.

3. PAPÉIS E RESPONSABILIDADES - CONTAS SETORIAIS

As especificações de cada conta quanto aos papéis e responsabilidades, descritos a seguir, tomam como base o Decreto n° 9.022/2017, para a CDE e RGR e a REN n° 801/2017, emitida pela Aneel, para CCC e CDE – Carvão Mineral.

3.1. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

Para a elaboração do orçamento da CDE ficou estabelecida as seguintes responsabilidades que:

- **CCEE:** elaborar e consolidar o orçamento da CDE e calcular o PAC CDE Carvão e PAC CCC, a partir dos dados encaminhados pelo MME, Aneel e ONS;
- **MME:** repassar a previsão de gastos com a universalização do serviço de energia elétrica no território nacional, da transferência de recursos do OGU, sujeita à disponibilidade orçamentária e financeira, e dos dispêndios do PLpT;
- **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 pelo 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 UBP; os pagamentos de multas aplicadas pela Aneel; fiscalização da conta e abertura de audiência pública para aprovação do orçamento anual;
- **EPE¹:** 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.

3.2. 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 ICMS e ao PIS/PASEP e COFINS; comunicar mensalmente à Aneel eventuais inadimplementos no recolhimento das quotas mensais da CDE e; divulgação das informações conforme Art. 54º da REN;
- **Aneel:** calcular o custo médio da energia e potência comercializadas pelos agentes de distribuição no âmbito do 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 conta CCC; emitir os despacho fixando as quotas mensais a serem recolhidas pelas concessionárias de transmissão, as quais deverão ser recolhidas à CDE até o dia 30 do segundo mês subsequente ao de medição e; aprovar o PEN SISOL e a fiscalização da conta;
- **ONS:** elaborar o PEN SISOL 2020, detalhado no [Anexo C.I.](#), com indicação das quantidades previstas de combustíveis e de geração de todas as fontes disponíveis, além da importação de energia, para fins de consolidação do PAC CCC;
- **Agentes de distribuição:** informar o custo total com contratação de potência e energia elétrica à CCEE incluindo os contratos de 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 eletroenergéticas, conforme prazos estabelecidos na REN nº 801/2017.

3.3. RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO

O Decreto nº 9.022/2017, em seu art. 25º, 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 da RGR e as destinações dos recursos e o resultado ser transferido à CDE, preservados os recursos necessários para o atendimento do cronograma de pagamentos;
- **MME:** dispor sobre as condições de desembolso; observar o calendário anual de elaboração do orçamento da RGR afim 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. 28º do referido Decreto.

4. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

4.1. MELHOR ESTIMATIVA 2019

Na condição de gestora das Contas Setoriais, a CCEE realizou uma melhor estimativa considerando a posição de 30/09/2019 e em conformidade com o disposto no artigo 13, inciso II, do Decreto nº 9.022/2017, bem como no item 78 do Submódulo 5.2, dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

A elaboração desta melhor estimativa apresenta dados realizados até o mês de setembro e a previsão dos demais meses do ano, com informações de prováveis realizações baseadas em informações advindas da Aneel, MME e revisões da CCEE e EPE, apurando um déficit de até R\$ 327,2 milhões.

4.1.1. Conta de Desenvolvimento Energético

- i. (+) R\$ 223 mi: Atualização das previsões de liberação do Programa Luz para Todos, visto que os processos de transferência das concessões das distribuidoras da Eletrobras só se efetivaram no primeiro trimestre de 2019, não havendo tempo hábil para a conclusão de todas as obras, e, conseqüentemente, a realização do orçamento previsto não concretizará no exercício.
- ii. (-) R\$ 99 mi: Repasses de Subsídio Tarifário Distribuidoras homologados a maior que o orçado.
- iii. (+) R\$ 21 mi: Repasses de Subsídio Tarifário Transmissoras homologados a menor que o orçado.
- iv. (-) R\$ 38 mi: Repasses de Subvenção Cooperativas homologados a maior que o orçado.
- v. (-) R\$ 24 mi: Valor referente a encargos financeiros e impostos realizados no período, não englobadas no orçamento de 2019.
- vi. (-) R\$ 66 mi: Repasses não efetuados em 2018, devido ao não envio de certidões de adimplemento por parte dos beneficiários, mas que foram realizados em 2019.
- vii. (+) R\$ 700 mi: Saldo Inicial composto por repasses orçados e não realizados em 2018, que foram transportados como “restos a pagar” para 2019, e excedente de 2018.
- viii. (+) R\$ 160 mi: Recolhimento de Quotas CDE Transmissoras homologado a maior que o orçado.
- ix. (+) R\$ 47 mi: Recolhimento de Quota CDE Permissionárias homologado a maior que o orçado.

- x. (-) R\$ -39 mi: Liminares que autorizam desconto no encargo CDE, com impacto no recolhimento da Quota CDE Uso.
- xi. (-) R\$ 148 mi: Redução de valor disponível na RGR para transferência à CDE.
- xii. (+) R\$ 59 mi: Valor realizado de rendimento de aplicação financeira não passível de estimativa em orçamento.
- xiii. (+) R\$ 24 mi: Valor de liberação de Restituição de PLpT não previsto em orçamento.

4.1.2. Conta Reserva Global de Reversão

- i. (-) R\$ 627 mi: Empréstimos em favor das Distribuidoras Designadas não previsto no orçamento e homologados supervenientemente, durante o exercício de 2019.
- ii. (+) R\$ 63 mi: Redução do valor destinado no orçamento CDE 2018 a processos judiciais, em decorrência do atual andamento processual.
- iii. (+) R\$ 144 mi: Saldo Inicial
- iv. (+) R\$ 342 mi: Recebimento de financiamentos concedidos maior que o orçado, devido, principalmente, a quitações antecipadas da Cepisa.
- v. (+) R\$ 20 mi: Valor realizado de rendimento de aplicação financeira não passível de estimativa em orçamento.

4.1.3. Conta Consumo de Combustíveis

(-) R\$ 1.150 mi: Valor realizado a maior do que o orçado devido aos seguintes fatores:

- i. Desverticalização da Amazonas Energia S.A. conforme Despacho nº 3.127/2018;
- ii. Impossibilidade da importação de energia da Venezuela, em atendimento da carga de Roraima, diferentemente do previsto.
- iii. Ajuste do ICMS 100% não recuperado para Amazonas Energia, por conta da alteração da legislação estadual conforme Decreto nº 40.628/2019.
- iv. Antecipação do Reembolso Preliminar para atendimento da carga de Roraima, diante de cenário extraordinário no atendimento do estado, conforme avaliação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).
- v. Frustração de receita prevista referente ao desconto do ACR médio da Amazonas Energia, Celpa e Ceron.
- vi. Previsão da flexibilização da UTE Distrito I (Roraima), de acordo com o processo Aneel 48500.005942/2018-15.

- vii. Extinção dos valores previstos de Sub-Rogação para os empreendimentos de Curuá e Rondolândia, devido totalização do valor homologado, e empreendimento de Marajó devido à solicitação da empresa Celpa para suspensão do repasse.
- viii. Revisão dos preços previstos do óleo diesel utilizado na elaboração do PAC CCC 2020, após estudos técnicos realizados junto a EPE conforme NT DPG/DEE - nº 1/2019.

5. COMPOSIÇÃO DA CDE

Os recursos da CDE advêm de encargo incluso nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição/transmissão, passíveis pagamentos do 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 2020 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 deve ser pago por todos os agentes que atendem consumidores finais, cativos e livres, mediante encargo incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica (TUSD e TUST), conforme parágrafos 3º a 3º-G, art. 13, da Lei nº 10.438/2002;
- **Quota Transmissoras e Permissionárias:** a contribuição efetiva dos agentes de transmissão é fixada mensalmente por meio de Despacho da SGT/ 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 Uso do Bem Público:** são pagamentos anuais realizados pelas concessionárias a título de uso de bem público, de que trata a Lei nº 9.074/1995;
- **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, art. 3º e REN nº 63/2004);
- **Parcelamento:** 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 o saldo devedor do parcelamento de débitos, juros e multas aplicados sobre quotas pagas em

atraso e/ou atualização monetária paga pelo Fundo aos beneficiários, por atraso do pagamento do benefício, quando couber;

- **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:** refere-se ao subsídio destinado a todos os consumidores de energia com renda familiar mensal per capita de até meio salário mínimo, que estão registrados no CadÚnico do Governo Federal, classificados na categoria de Baixa Renda. Estes consumidores são isentos do reajuste de 2,9% referente à recomposição tarifária das perdas que as distribuidoras tiveram durante o racionamento, além de não pagarem os encargos de aquisição de energia emergencial e de capacidade emergencial, de acordo com a Lei nº 10.438/2002;
- **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 4.541/2002, alterado pelo Decreto 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:** refere-se ao subsídio destinado a propiciar a universalização do atendimento de energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro, que ainda não possui acesso a esse serviço público. O decreto nº 4.873/03 estabelece que parte dos recursos necessários para o custeio do programa serão oriundos da CDE. O Programa foi instituído pelo Decreto nº 7.520/2011, alterado pela Lei nº 13.606/2018, até 2022;
- **Kit de Instalação:** refere-se ao atendimento de domicílios rurais, destinados a famílias de baixa renda, inscritas no CadÚnico do Governo Federal, quando não atendidas pelo PLpT, 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, Art. 3º);

- **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 incentiva;
 - 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 no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002;
- **Honorários de Sucumbência:** os saldos desta rubrica são referentes a valores provisionados para arcar com os honorários advocatícios fixados em favor da parte vencedora nas decisões judiciais relacionadas ao fundo CDE;
- **Custos Administrativos, Financeiros e Tributários:** 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 os gastos da CCC. Estas transferências são atualmente a principal fonte de subsídio do fundo.
- **Reserva Técnica:** Conforme previsto no submódulo 5.2 do PRORET, capítulo 3, item 54, a reserva técnica é destinada a garantir os compromissos assumidos pela conta, não podendo ultrapassar 5% do valor do orçamento anual da CDE. Esta reserva pode ser utilizada para cobrir as diferenças entre os fluxos de receitas e despesas mensais e as frustrações de caixa, a exemplo de inadimplências e/ou ações judiciais.

5.1. ORÇAMENTO CDE

Para elaboração do orçamento da CDE, a CCEE consolidou as informações recebidas da Aneel, do MME, da Eletrobras e ONS. Abaixo, apresenta-se a proposta orçamentária para o ano de 2020 da respectiva conta.

CDE	JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO	ABRIL	MAIO	JUNHO	JULHO	AGOSTO	SETEMBRO	OUTUBRO	NOVEMBRO	DEZEMBRO	ORÇAMENTO 2020
SALDO INICIAL	- 327.230.382,24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	- 327.230.382,24
Saldo Inicial	- 327.230.382,24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	- 327.230.382,24
ENTRADAS	2.055.336.138,424	1.750.086.436,47	1.686.847.230,224	1.757.465.400,054	1.721.104.747,224	1.701.306.684,684	1.775.948.806,834	1.722.841.764,894	1.705.964.738,234	1.757.294.767,044	1.737.891.593,704	1.763.360.611,20	21.135.448.919
Quotas CDE - Uso	2.474.494.166,60	1.669.289.243,26	1.606.043.106,01	1.676.687.095,66	1.640.350.537,43	1.620.564.503,91	1.695.216.066,99	1.642.135.707,74	1.625.276.742,88	1.676.624.833,50	1.657.240.583,80	1.686.970.445,79	20.670.893.034
Quotas CDE - Permissórias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quotas CDE - Transmissoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quotas UBP - Utilização Do Bem Público	64.500.210,33	64.500.210,33	64.500.210,33	64.500.210,33	64.500.210,33	64.500.210,33	64.500.210,33	64.500.210,33	64.500.210,33	64.500.210,33	64.500.210,33	64.500.210,33	774.002.524
Multas Aneel	11.889.955,0800	11.889.955,08	11.889.955,08	11.889.955,08	11.889.955,08	11.889.955,08	11.889.955,08	11.889.955,08	11.889.955,08	11.889.955,08	11.889.955,08	11.889.955,08	142.679.461
Parcelamento CDE	4.243.644,51	4.243.644,51	4.243.644,51	4.243.644,51	4.243.644,51	4.243.644,51	4.243.644,51	4.243.644,51	4.243.644,51	4.243.644,51	4.243.644,51	4.243.644,51	46.680.090
Encargos Financeiros	208.161,90	163.383,29	170.314,29	144.494,47	120.399,87	108.370,85	98.929,92	72.247,23	54.185,43	36.123,62	17.199,98	-	1.193.811
Reserva Técnica (Necessidade de Caixa)	- 500.000.000,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500.000.000
TRANSFERÊNCIA DE OUTROS FUNDOS	73.419.250,93	73.126.201,23	92.123.265,93	72.505.165,65	71.277.872,49	70.990.766,48	70.579.396,90	61.550.034,20	80.013.356,41	60.136.534,40	58.934.989,15	58.644.042,24	843.300.876
Transferência do Fundo RGR	73.419.250,93	73.126.201,23	92.123.265,93	72.505.165,65	71.277.872,49	70.990.766,48	70.579.396,90	61.550.034,20	80.013.356,41	60.136.534,40	58.934.989,15	58.644.042,24	843.300.876
SAÍDAS	1.083.461.897,34	1.130.812.555,00	1.163.518.695,84	1.233.185.098,61	1.176.119.765,84	1.164.759.933,13	1.226.240.890,20	1.190.530.110,00	1.179.106.624,3	1.186.968.302,88	1.169.404.384,31	1.161.379.306,76	14.065.487.564
Baixa Renda	218.205.500,63	218.205.500,63	218.205.500,63	218.205.500,63	218.205.500,63	218.205.500,63	218.205.500,63	218.205.500,63	218.205.500,63	218.205.500,63	218.205.500,63	218.205.500,63	2.618.466.008
Reembolso De Carvão Mineral	56.405.546,36	56.051.658,60	56.051.658,60	56.051.658,60	56.051.658,60	55.638.564,42	55.638.564,42	55.638.564,42	55.638.564,42	55.638.564,42	55.638.564,42	55.638.564,42	670.082.132
Programa Luz Para Todos	1.052.333,00	47.031.193,00	80.390.868,00	151.023.750,00	96.966.531,00	88.554.814,00	151.023.750,00	115.244.641,00	107.226.068,00	114.630.127,00	97.079.020,00	88.120.408,00	1.138.343.503
Kit Instalação	-	789.888,10	-	-	789.888,10	-	-	789.888,10	-	-	789.888,10	-	3.159.552
Subvenção Cooperativas	28.221.945,64	28.221.945,64	28.221.945,64	28.221.945,64	28.221.945,64	28.221.945,64	28.221.945,64	28.221.945,64	28.221.945,64	28.221.945,64	28.221.945,64	28.221.945,64	338.663.348
Subsídio Tarifário - Distribuidoras	707.451.807,58	707.451.807,58	707.437.902,26	706.634.139,05	702.817.934,51	701.052.915,48	700.072.247,94	699.330.787,90	696.720.584,61	696.663.354,99	695.698.498,45	695.395.780,62	8.416.727.761
Subsídio Tarifário - Transmissoras	71.266.477,05	71.266.477,05	71.266.477,05	71.266.477,05	71.266.477,05	71.266.477,05	71.266.477,05	71.266.477,05	71.266.477,05	71.266.477,05	71.266.477,05	71.266.477,05	855.197.725
CAFT - CCEE	858.287,08	1.794.084,40	1.944.343,65	1.781.627,64	1.799.830,31	1.819.715,91	1.812.404,52	1.832.305,27	1.827.483,95	2.342.333,15	2.504.490,03	4.530.630,40	24.847.536
TRANSFERÊNCIA PARA OUTROS FUNDOS	718.063.109,78	692.400.082,71	615.451.800,32	596.785.467,10	616.262.853,87	607.537.518,04	620.287.313,54	593.861.689,09	606.871.470,35	630.462.998,57	627.422.198,55	660.625.346,68	7.586.031.849
Transferência Para Fundo CCC	718.063.109,78	692.400.082,71	615.451.800,32	596.785.467,10	616.262.853,87	607.537.518,04	620.287.313,54	593.861.689,09	606.871.470,35	630.462.998,57	627.422.198,55	660.625.346,68	7.586.031.849
SALDO FINAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	327.230.382

Tabela 1 - Previsão Orçamentária CDE (R\$)

5.2. COMPARATIVOS CDE

- I) Análise comparativa entre o orçamento aprovado para 2019 com a proposta orçamentária para 2020:

ORÇAMENTO CDE (em R\$ milhões)					
DESPESAS	2018*	2019	2020	RESPONSÁVEIS	Varição 2020 x 2019
BAIXA RENDA	-2.440	-2.380	-2.618	ANEEL	10,02%
CCC*	-5.849	-6.310	-7.586	ccee	20,22%
KIT INSTALAÇÃO	-12	-8	-3	ANEEL	-60,51%
PROGRAMA LUZ PARA TODOS	-929	-1.070	-1.138	MME	6,39%
REEMBOLSO CARVÃO MINERAL NACIONAL	-850	-690	-670	ccee	-2,89%
SUBSÍDIO TARIFÁRIO DISTRIBUIDORAS	-8.362	-8.528	-8.417	ANEEL	-1,30%
SUBSÍDIO TARIFÁRIO TRANSMISSORAS	-362	-914	-855	ANEEL	-6,43%
SUBVENÇÃO COOPERATIVAS	-179	-297	-339	ANEEL	14,03%
CAFT CCEE	-9	-11	-25	ccee	125,89%
RESTOS A PAGAR	-1.061	0	0	ccee	0,00%
TOTAL	-20.053	-20.208	-21.652		7,14%

RECEITAS	2018*	2019	2020	RESPONSÁVEIS	Varição 2020 x 2019
SALDO INICIAL	0	107	-327	ccee	-405,82%
QUOTAS UBP	672	733	774	ANEEL	5,59%
MULTAS ANEEL	214	181	143	ANEEL	-21,17%
RECURSOS DA UNIÃO	0	0	0	MME	0,00%
CRÉDITO RENEGOCIAÇÕES - QUOTAS CDE	734	760	48	ccee	-93,70%
QUOTAS CDE - ENERGIA	3.796	949	0	ANEEL	-100,00%
QUOTAS CDE - USO	14.160	16.238	20.671	ANEEL	27,30%
RECURSOS RGR	478	1.240	843	ANEEL	-31,99%
RESERVA TÉCNICA	0	0	-500	ccee	0,00%
TOTAL	20.053	20.208	21.652		7,14%

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

- II) Análise comparativa entre o orçamento realizado de janeiro a setembro e melhor estimativa de outubro a dezembro de 2019 com a proposta orçamentária de 2020:

ORÇAMENTO CDE (em R\$ milhões)			
DESPESAS	ME 2019	ORÇ 2020	Varição 2020 x 2019
BAIXA RENDA	-2.380	-2.618	10,02%
CCC	-7.815	-7.586	13,82%
KIT INSTALAÇÃO	-3	-3	-60,51%
PROGRAMA LUZ PARA TODOS	-847	-1.138	6,39%
REEMBOLSO CARVÃO MINERAL NACIONAL	-683	-670	-2,89%
SUBSÍDIO TARIFÁRIO DISTRIBUIDORAS	-8.627	-8.417	-1,30%
SUBSÍDIO TARIFÁRIO TRANSMISSORAS	-893	-855	-6,43%
SUBVENÇÃO COOPERATIVAS	-335	-339	14,03%
CAFT CCEE	-11	-25	125,89%
ENCARGOS FINANCEIROS*	-24	0	0,00%
RESTOS A PAGAR*	-66	0	0,00%
TOTAL	-21.684	-21.652	5,30%
DÉFICIT	-327		

RECEITAS	ME 2019	ORÇ 2020	Varição 2020 x 2019
SALDO INICIAL*	1.162	-327	-170,78%
QUOTAS UBP	733	774	5,59%
MULTAS ANEEL	181	143	-21,17%
RECURSOS DA UNIÃO	0	0	0,00%
CRÉDITO RENEGOCIAÇÕES - QUOTAS CDE	769	48	-93,68%
QUOTAS CDE - ENERGIA	930	0	-100,00%
QUOTAS CDE - USO	16.406	20.671	27,30%
RECURSOS RGR	1.092	843	-31,99%
RENDIMENTO APLICAÇÃO FINANCEIRA*	59	0	0,00%
RESTITUIÇÃO PLP*	24	0	0,00%
RESERVA TÉCNICA	0	-500	0,00%
TOTAL	21.356	21.652	5,30%

* Saldo Inicial da ME 2019 contempla o saldo da CCC

* Rubricas sem valor em orçamento por não haver previsão para as

Tabela 3 – Comparativo com realizado e estimativa do ano vigente

Orçamento CDE - 2020

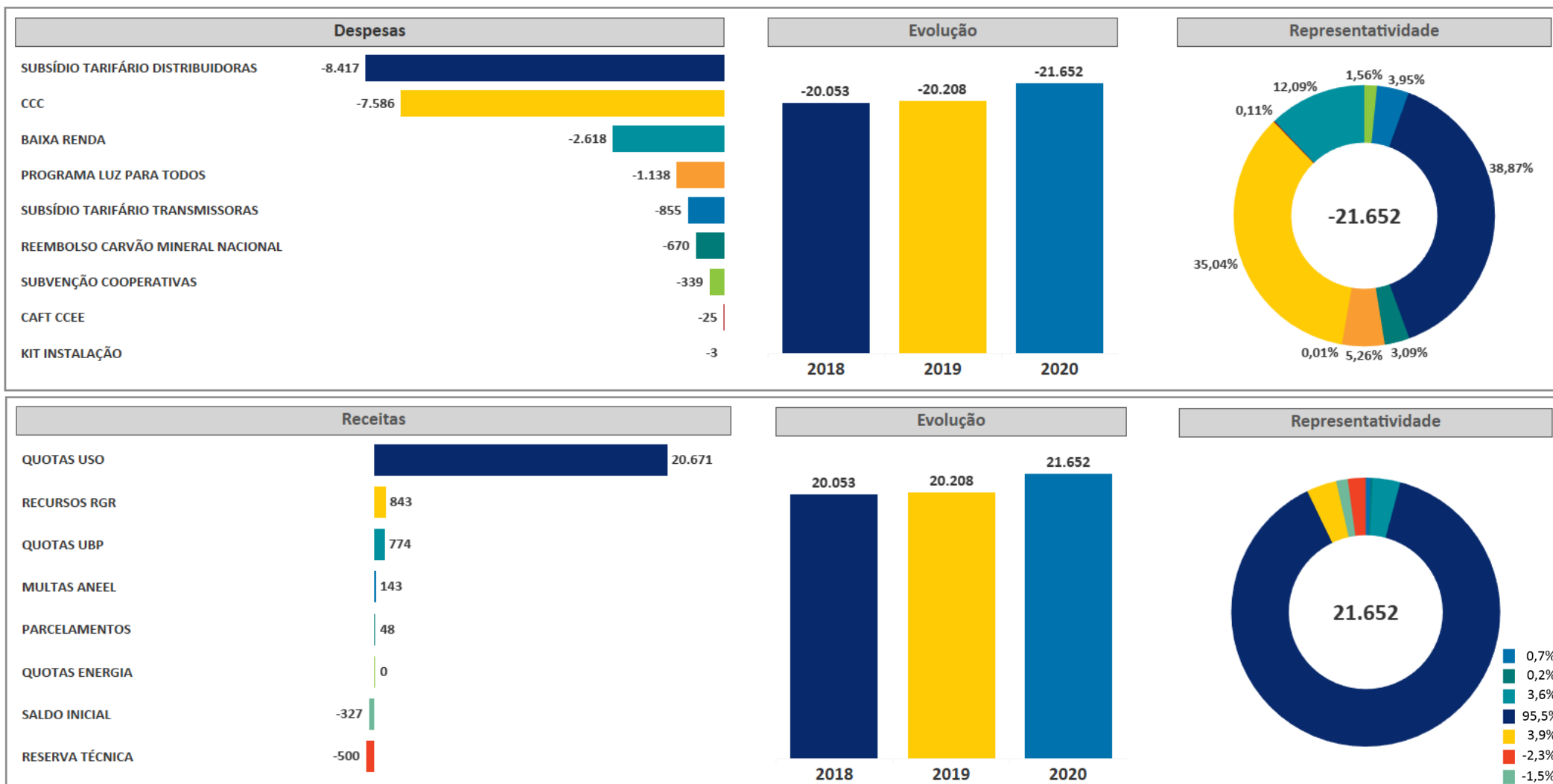


Gráfico1 – Demonstrativo das Rubricas do PAC CDE - 2020

5.2.1. Premissas adotadas

As premissas adotadas para elaboração do orçamento 2020 estão listadas a seguir:

- a) Quota Uso:** O valor previsto de arrecadação envolve o confronto entre as estimativas de receitas e despesas do fundo para o ano de referência, com posterior rateio entre os agentes que comercializam energia com consumidor final;
- b) Quotas Utilização do Bem Público:** Previsão conforme Ofício nº 314/2019-SGT/Aneel - [Anexo A.III](#);
- c) Multas Aneel:** Previsão conforme Ofício nº 314/2019-SGT/Aneel - [Anexo A.III](#);
- d) Parcelamento:** Conforme valor do principal dos contratos de repactuação firmados com CEEE-D;
- e) Encargos Financeiros:** Projeção de atualização monetária realizada conforme contratos de repactuação firmados com CEEE-D;
- f) Baixa Renda:** Previsão conforme Ofício nº 314/2019-SGT/Aneel - [Anexo A.III](#);
- g) Reembolso de Carvão Mineral:** Reembolso calculado conforme REN nº 801/2017, contratos apresentados pelos beneficiários mais projeção de reajuste, conforme informações recebidas e média histórica do preço da ANP - [Anexos B.IV](#), [B.V](#), [B.VI](#), [B.VII](#) e [B.VIII](#);
- h) Programa Luz para Todos:** Previsão conforme Portaria MME nº 358/2019 - [Anexo B.II](#);
- i) Kit Instalação:** Previsão conforme Ofício nº 314/2019-SGT/Aneel - [Anexo A.III](#);
- j) Subvenção Cooperativas:** Previsão conforme Ofício nº 314/2019-SGT/Aneel - [Anexo A.III](#);
- k) Subsídios Tarifários - Distribuidoras:** Previsão conforme Ofício nº 327/2019-SGT/Aneel - [Anexo A.IV](#);
- l) Subsídios Tarifários - Transmissoras:** Previsão conforme Ofício nº 314/2019-SGT/Aneel - [Anexo A.III](#);
- m) Custos Administrativos, Financeiros e Tributários:** Conforme Relatório CAFT - [Anexo B.III](#)

5.2.2. **Reserva Técnica:** Valor 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.

5.2.3. Premissas não consideradas

- a) Inadimplências de quotas;
- b) As fiscalizações em andamento pela Aneel que ainda aguardam conclusão;
- c) Passivos anteriores a gestão CCEE;
- d) Estoque estratégico de Carvão Mineral;
 - a. O pagamento da reposição do estoque estratégico de Carvão Mineral no orçamento 2020, uma vez que deve ser de responsabilidade dos beneficiários.
- e) As ações judiciais com classificação de risco “provável” consideradas no orçamento de 2019, tendo em vista que, caso não ocorram ainda no ano, implicarão em um saldo da conta a ser transportado para 2020, o qual será utilizado para a liquidação da ação em questão.

5.3. Premissas PAC CDE - Carvão Mineral

5.3.1.1. Contratos considerados no orçamento do PAC – Carvão Mineral

De acordo com a REN nº 801/2017, a quantidade de carvão mineral efetiva é realizada com base na compra mínima mensal dos contratos vigentes, descontados o estoque histórico, estoque estratégico e estoque não consumido no ano anterior.

O reembolso do carvão mineral é realizado com base na eficiência energética líquida da usina, valorada ao preço por tonelada. A eficiência energética líquida considerada no PAC CDE - Carvão Mineral 2020 é calculada com base no valor da energia elétrica líquida gerada no ponto de conexão e na quantidade energética dos combustíveis consumidos, resultado da razão entre o rendimento da usina e sua eficiência de referência, conforme Tabelas 4 e 5.

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA (MW)	η Referência (REN 801/2017)	η da usina Apurado 2019	η Líquida - Calculado para 2020
CGTEE	CANDIOTA III	350	35%	44,92%	128,30%
COPEL	FIGUEIRA ¹	20	25%	N/A	50,00%
DIAMANTE	UTLA1	100	30%	24,34%	81,10%
DIAMANTE	UTLA2	132	30%	29,43%	98,10%
DIAMANTE	UTLB	262	35%	27,23%	77,80%
DIAMANTE	UTLC	363	35%	32,13%	91,80%
Total	COMPLEXO JORGE LACERDA (MÉDIA PONDERADA)	-	33,65%	29,31%	87,10%

Tabela 4 - Eficiência Energética das Usinas à Carvão

¹A usina Figueira, por conta de seu processo de modernização não registrou montantes de energia e de consumo, foi utilizado o dado de eficiência energética vigente no ano de 2019.

Nota: O símbolo “ η ” corresponde a Eficiência Energética.

EMPRESA	USINA	η Praticada em 2019	η Líquida - Cálculo para 2020	η Líquida - PAC CDE Carvão Mineral 2020
CGTEE	CANDIOTA III	100%	128,30%	100,00%
COPEL	FIGUEIRA	50%	50,00%	50,00%
DIAMANTE	COMPLEXO JORGE LACERDA	90,49%	87,10%	87,10%

Tabela 5 - Eficiência Energética considerada no PAC 2020

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 na composição do preço do carvão, o preço do frete de transporte.

No intuito de estabelecer o preço para o reembolso dos óleos secundários, foi considerado como parâmetro uma estimativa do preço ANP baseado na realização efetiva do período anterior. Nesta projeção está incluso o número de partidas “a quente” e “a frio” no ano, informadas pelos beneficiários.

Para o reembolso mensal, é realizada a comparação entre o menor preço das notas fiscais de compra dos óleos combustíveis secundários e o preço ANP. O resultado apurado no orçamento será considerado na rubrica de reembolso do carvão mineral.

O poder calorífico do carvão mineral nacional é inferior ao do carvão importado, por esse motivo, o governo através da REN nº 129, de 20 de dezembro de 2004, estimulou a competitividade e eficiência na produção de energia térmica com a utilização do carvão mineral nacional, cujas maiores jazidas encontram-se no Sul do país. Tal resolução definiu 100% de reembolso de combustível às usinas que utilizem a matéria-prima nacional, promovendo, dessa forma, a competitividade de tais usinas térmicas.

Posterior a essa resolução, a AP nº 043/2011 foi aberta com o objetivo de discutir sobre a questão do carvão combustível com intuito de aplicar o reembolso da CDE proporcional à relação entre eficiência líquida da usina e sua respectiva referência, estimulando a modernização dos parques térmicos que utilizam essa fonte, aumentando a eficiência de geração e, com isso, reduzindo a emissão de poluentes.

Como resultado das contribuições no âmbito da referida AP, a REN n° 500, de 17 de julho de 2012, foi publicada uma proposta de reembolso mais lógica e justa, substituindo a resolução anterior.

Assim sendo, a conta setorial CDE também subsidia as usinas térmicas que utilizam o carvão mineral nacional como fonte de geração de energia. Atualmente, as usinas que contemplam esse cenário são: UTE Figueira (Copel), Complexo Jorge Lacerda e Charqueadas² (Diamante), São Jerônimo³, Presidente Médici⁴ e Candiota III (CGTEE) todas localizadas na região Sul do país.

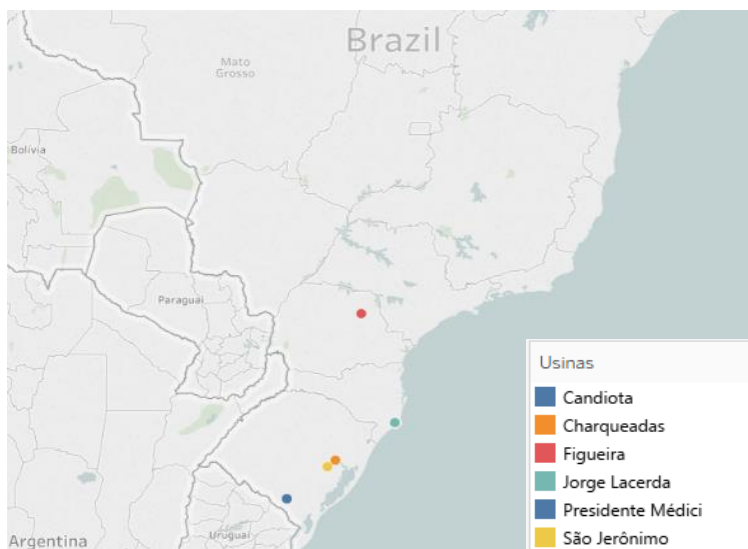


Figura 1 – Localidade das Usinas que utilizam o carvão mineral

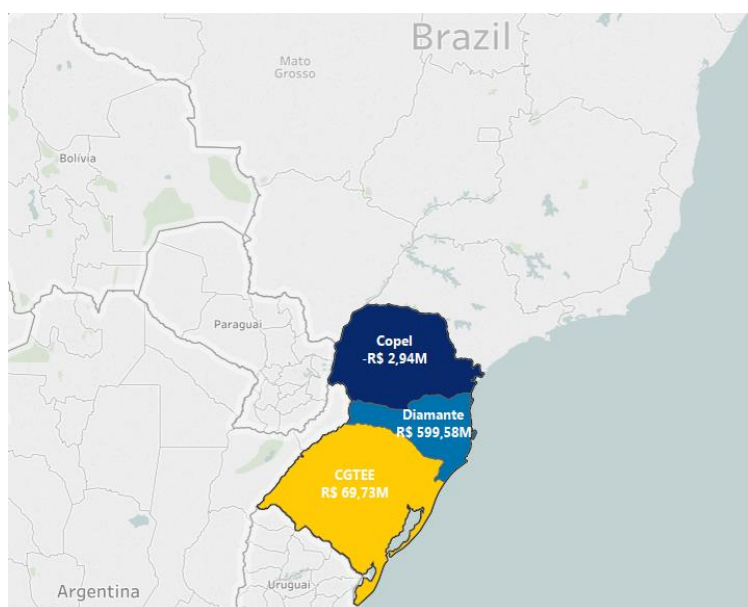


Figura 2 – Projeção de reembolso por estado para 2020

² Revogada a outorga da UTE Charqueadas, a pedido da Tractebel, pela Resolução Autorizativa n° 5.922, de 28 de junho de 2016, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2017;

³ São Jerônimo extinta conforme Despacho Aneel n° 415/2018 e Portaria MME n° 488/2018

⁴ Presidente Médici extinta conforme Despacho Aneel n° 415/2018 e Portaria MME n° 488/2018

A partir da publicação da REN nº 801/2017, as usinas listadas acima, contempladas com o reembolso da CDE e, consideradas no PAC – Carvão Nacional, possuem remuneração com base no contrato de fornecimento de carvão mineral limitado ao preço médio dos anos 2013, 2014 e 2015.

No art. 14 § 1º da REN nº 801/2017 está instituído o cálculo que a CCEE deverá realizar para apurar a quantidade efetiva, em toneladas, do carvão mineral que o beneficiário terá reembolso. Além disto, prevê também a apuração da quantidade de carvão mineral efetiva comparando os contratos vigentes em 29 de abril de 2002 com os praticados atualmente. Para a elaboração deste orçamento a CCEE realizou a circularização a fim de obter os dados necessários em atendimento a esta premissa. As previsões de reembolso por usina estão dispostas no [Anexos B.IV](#), [B.V](#) e [B.VI](#).

As premissas adotadas para composição do PAC CDE – Carvão Mineral 2020, estão segmentadas por usina, dispostas a seguir, devido suas particularidades:

a) Copel

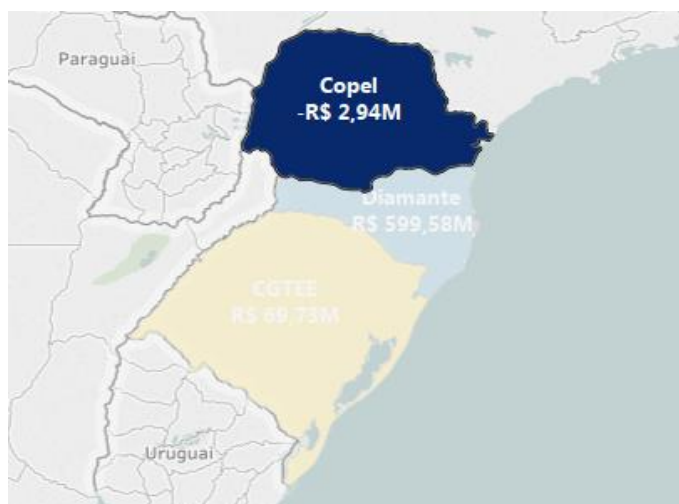


Figura 3 – Projeção de reembolso – Copel

De acordo com o voto do processo nº 48500003535-2017-84 incluso no despacho nº 3.555/2017 a usina Figueira (Copel) deveria ter iniciado seu processo de modernização em 2011 com a finalidade de implantação de uma nova unidade geradora de 20 MW e demais equipamentos auxiliares, tendo o carvão por fonte energética, e a desativação das duas unidades geradoras em operação. Entretanto, para o início desta modernização, a usina ficou inativa somente a partir de julho de 2018, conforme evidenciado no não apontamento de registros no SCD.

Para calcular a eficiência energética da usina, conforme art. 14 §1º da referida REN nº 801/2017, é necessário a utilização dos dados de geração mais atuais disponíveis. Portanto,

para o PAC CDE – Carvão Mineral 2020, utilizou-se a eficiência atual da usina, tendo em vista a falta de dados de geração para o cálculo da projeção.

O estoque custeado pela CDE e não consumido pela usina devido sua inatividade, conforme art. 14 § 1º da REN nº 801/2017, deverá ser descontado do cálculo da quantidade efetiva a ser reembolsada no próximo período, visto que a previsão de retorno da usina, informada pela beneficiária, é estipulada para 28 de dezembro de 2019. Dessa forma, possui em seu estoque 39 mil toneladas, correspondente a 12 meses de reembolso acumulado do ano de 2019.

O preço atual do carvão mineral é de R\$ 497,74. Para a estimativa de preço a partir da competência de fevereiro de 2020, utilizou-se a projeção de 4% de IPCA [Anexo A.II](#), conforme ajuste estabelecido na cláusula VII do contrato nº 4600016286/2018. Com isto, o preço estimado para a proposta orçamentário de 2020 foi de R\$ 517,65, a partir da competência de fevereiro.

Diante do exposto, o valor apurado de R\$ - 2,94 milhões da Copel é resultado da diferença do carvão mineral necessário para geração em 2020 com estoque já constituído, devido aos 12 meses reembolsados pela CDE e não consumidos, de acordo com a previsão de retorno informada e a utilização do parâmetro de quantidade efetiva referente ao contrato de 2002.

Ressalta-se que o valor a ser devolvido pela beneficiária não foi considerado como receita na proposta orçamentária para 2020, pois poderá ocorrer via geração, a depender de deliberação da Aneel.

b) CGTEE

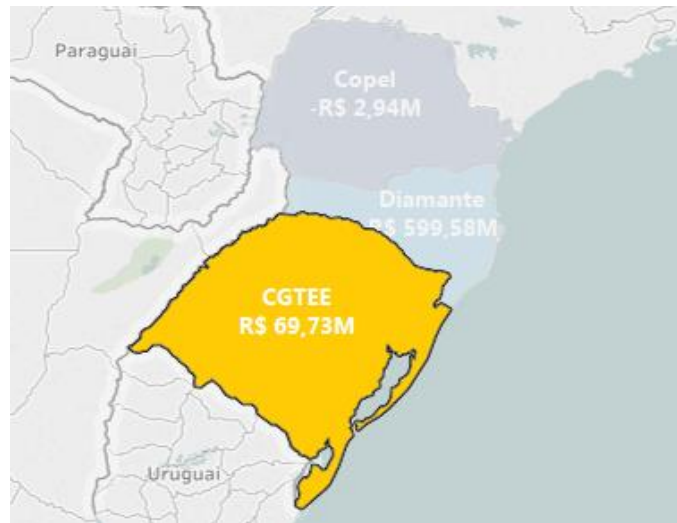


Figura 4 – Projeção de reembolso – CGTEE

Conforme item III.4 da Nota Técnica nº 278 de 2018, emitida pela Aneel, a devolução de estoque histórico (quantidade de carvão custeada pela CDE e não consumida até 31 de dezembro de 2016) pode ser realizada via geração efetiva.

A CGTEE propôs a extensão desta devolução para o exercício de 2020. Além disto, a beneficiária informou que até o final do ano vigente, elevará sua devolução via geração em 32,2 mil toneladas, se comparada ao ano de 2018.

O preço atual do carvão mineral para a CGTEE é de R\$ 81,51. Conforme 12ª cláusula do contrato CGTEE/UP ME/98-02026, a atualização do preço do carvão mineral deve seguir a fórmula estabelecida entre a usina e a carbonífera, por meio de um laudo técnico. Devido às incertezas para a projeção, a beneficiária solicitou que fosse considerado para a proposta do reembolso a estimativa de 4% de IPCA [Anexo A.II](#), resultando no valor de R\$ 84,77, a ser confirmado por meio de laudo técnico no mês de reajuste (maio de 2020).

Diante disto, a proposta orçamentária para o reembolso do carvão mineral 2020 à Candiota III, será de R\$ 69,7 mi.

c) Diamante

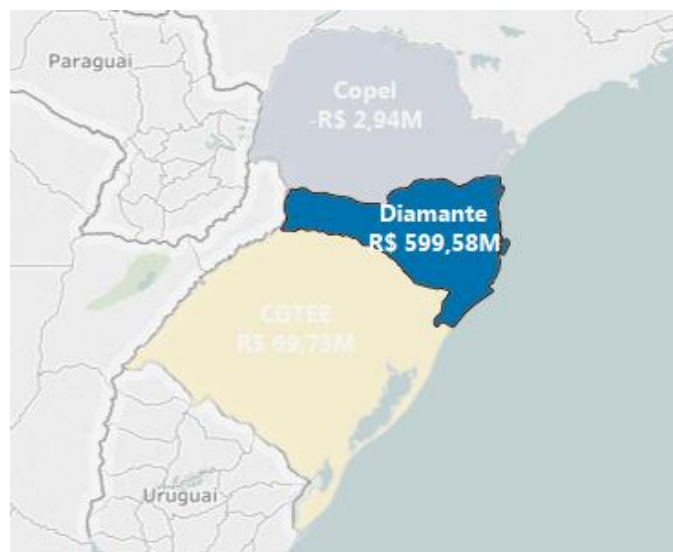


Figura 5 – Projeção de reembolso – Diamante

Para o cálculo do reembolso do carvão mineral da Diamante, a CCEE considerou a projeção de 4% previsto para o IPCA [Anexo A.II](#), segundo os contratos estabelecidos com cada fornecedor. Em relação ao Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais - CFEM considerou-se 0,30% conforme utilizado nos dois últimos anos.

Visando aumentar a segurança e eficiência do processo de partidas de unidade e sustentação de chama, a beneficiária informou que a partir de 2020 será utilizado apenas o combustível óleo diesel. Além disso, sua eficiência foi reduzida em 3,9% se comparada ao ano anterior, dado as gerações registradas no SCD.

Os fatores descritos acima implicam em uma redução do reembolso total de R\$ 7,9 milhões para 2020, se comparado a 2019. Sendo assim a proposta orçamentária de reembolso de carvão mineral à Diamante totaliza R\$ 599,58 milhões para 2020.

6. CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS

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 estão presentes nos seguintes estados: Acre, Amazonas, Amapá, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Fernando de Noronha, pertencente ao estado de Pernambuco, totalizando 235⁵ sistemas com geração prevista de 483 MW médios (incluindo importação).

A disposição da geração de tais sistemas está ilustrada na figura a seguir:

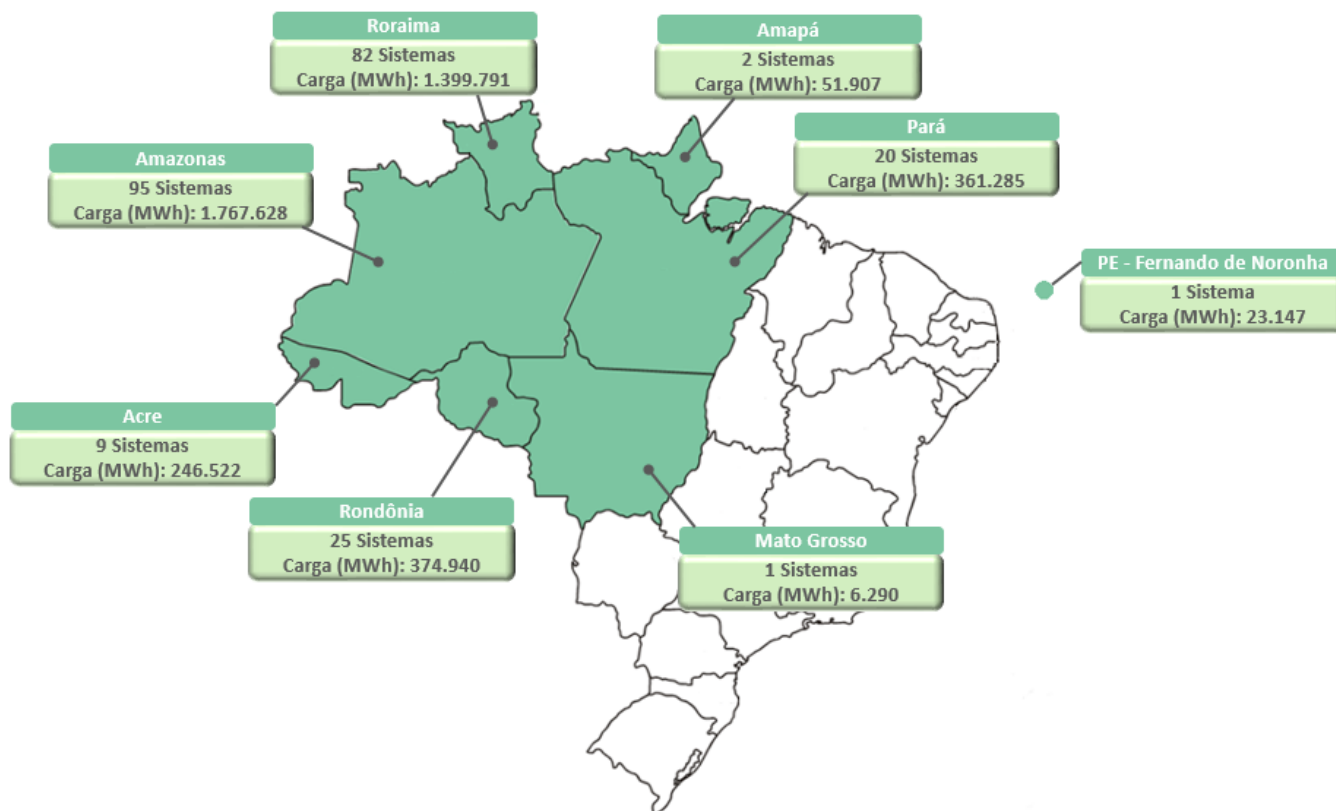


Figura 6 - Sistemas Isolados por estado

⁵ Conforme PEN SISOL 2020 da ONS

Para o Plano de 2020 a carga do sistema Normandia (RR) foi declarada separada da carga de Bonfim (RR), o sistema de Guajará (AM) passa a ser suprido pelo sistema de Cruzeiro do Sul (AC) e o sistema Comunidade Indígena Vizeu (RR) foi interligado a outro sistema isolado e não tem carga declarada individualmente.

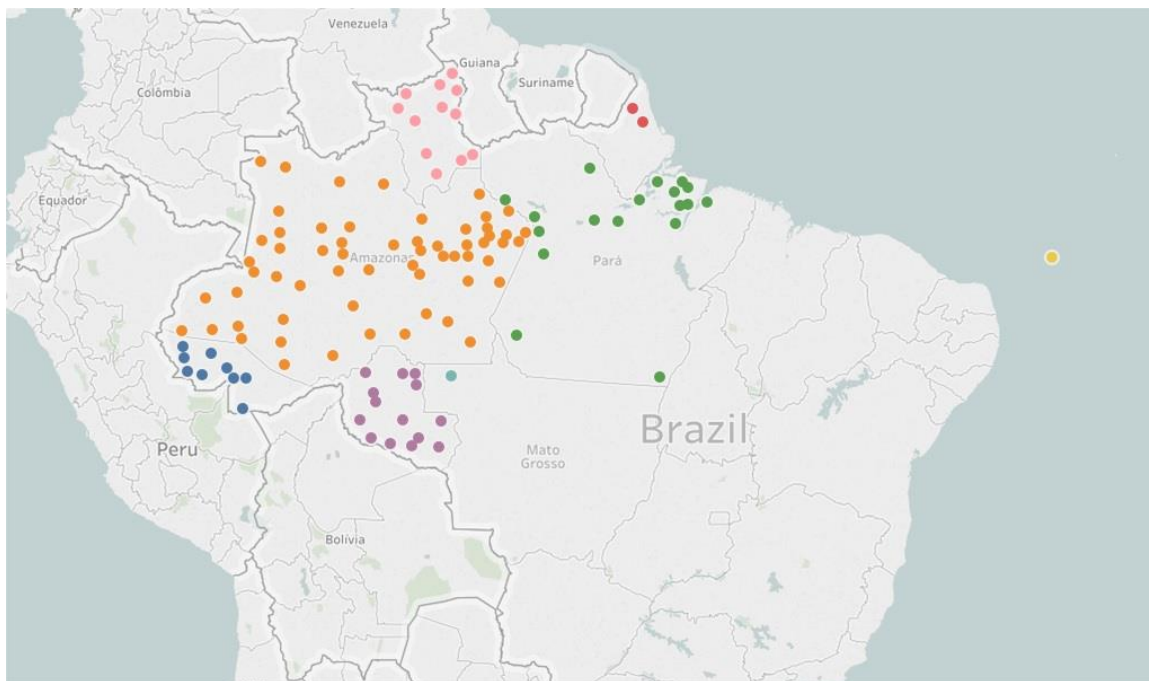


Figura 7 - Usinas pertencentes ao Sisol

Pelo fato de não estarem conectados ao resto do sistema, tais regiões são dependentes, essencialmente, da geração térmica e, pela dificuldade de acesso a algumas regiões, o preço do combustível para suprir tal carga é bastante elevado.

A MP nº 466, de 29 de julho de 2009, convertida na Lei nº 12.111/2009, dispõe sobre os serviços para atendimento ao Sisol. Os regulamentos acerca dessa Lei estão descritos no Decreto nº 7.246 de 28 de julho de 2010, alterado pelo Decreto nº 9.047, de 10 de maio de 2017. A Resolução nº 427, de 22 de fevereiro de 2011, regulamentou tal Lei e Decretos, além de estabelecer os procedimentos para gerenciamento da CCC, a qual 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. Os Procedimentos das Contas Setoriais publicados pela CCEE, por sua vez, tratam dos cronogramas e processos para a operacionalização dos reembolsos da CCC.

A Conta de Consumo de Combustíveis foi criada pela Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, e inicialmente teve como objetivo o rateio dos custos com combustíveis utilizados no SIN, mas desde 1992 é utilizado 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, tais como:

- Custo de combustível e despesas acessórias (frete e despesas acessórias do gás natural);
- Custo de geração própria (locação de grupos geradores, receita fixa e operação e manutenção – O&M);
- Custo com contratação de potência e energia elétrica.

Os custos citados acima consideram os tributos envolvidos em cada operação e são reembolsados conforme o percentual de recuperação de impostos de cada beneficiário.

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

6.1. 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 12.783/2013, a CDE ficou responsável por prover recursos para os gastos da CCC. Estas transferências são atualmente a principal fonte de subsídio do fundo, sendo previstas no Submódulo 5.2 do PRORET, capítulo 6, item 86.
- **Reembolso Mensal:** os valores contabilizados nesta rubrica referem-se ao reembolso mensal aos agentes beneficiários da CCC, no montante igual à diferença entre o custo total de geração de energia elétrica, para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados e o produto da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio do ACR no SIN, observado o nível eficiente de perdas elétricas, definido na REN nº 801 de 2017. A previsão orçamentária deste item é responsabilidade da CCEE;
- **Sub-Rogação:** referem-se aos valores de parcelas a serem repassadas aos beneficiários que possuam empreendimentos homologados, 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. O detalhamento dos critérios para atender aos requisitos da sub-rogação de empreendimento em operação comercial está descrito na resolução normativa nº 801/2017. Para os critérios de atendimento

da sub-rogação de empreendimentos de obras em andamento estão descritos na resolução normativa nº 427 de 2011. A previsão orçamentária deste item é responsabilidade da CCEE;

- **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 CDE.

6.2. ORÇAMENTO PAC CCC

A CCEE apurou o cenário base orçamentário para o ano de 2020 no qual apresenta uma previsão de reembolso a ser coberto pelo fundo CDE, considerando integralmente a entrada em operação das usinas vencedoras do leilão nº 02/2016 (AM). A descrição do cenário está disposta a seguir:

ORÇAMENTO CCC 2020

Cenário 1													
CCC	JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO	ABRIL	MAIO	JUNHO	JULHO	AGOSTO	SETEMBRO	OUTUBRO	NOVEMBRO	DEZEMBRO	ORÇAMENTO 2020
SALDO INICIAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENTRADAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Parcelamentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado de Fiscalização CCC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TRANSFERÊNCIA DE OUTROS FUNDOS	718.063.109,78	692.400.082,71	615.451.800,32	596.785.467,10	616.262.853,87	607.537.518,04	620.287.313,54	593.861.689,09	606.871.470,35	630.462.998,57	627.422.198,55	660.625.346,68	7.586.031.848,59
Transferência Do Fundo CDE	718.063.109,78	692.400.082,71	615.451.800,32	596.785.467,10	616.262.853,87	607.537.518,04	620.287.313,54	593.861.689,09	606.871.470,35	630.462.998,57	627.422.198,55	660.625.346,68	7.586.031.848,59
SAÍDAS	718.063.109,78	692.400.082,71	615.451.800,32	596.785.467,10	616.262.853,87	607.537.518,04	620.287.313,54	593.861.689,09	606.871.470,35	630.462.998,57	627.422.198,55	660.625.346,68	7.586.031.848,59
Reembolso Mensal de CCC	651.648.856,58	654.002.762,80	576.032.189,08	545.175.976,39	585.482.154,84	576.725.149,40	581.533.324,47	562.953.322,01	575.853.658,85	599.426.058,61	596.373.860,72	629.649.477,80	7.134.856.791,55
Sub-Rogação	35.835.102,73	7.818.169,44	8.840.460,77	21.030.340,24	201.548,56	233.218,17	243.518,13	329.216,61	438.661,03	457.789,49	469.187,36	396.718,41	76.293.930,94
Ajuste Anual de Impostos	-	-	-	-	-	-	7.931.320,47	-	-	-	-	-	7.931.320,47
Resultado de Fiscalização CCC	8.162.483,80	8.162.483,80	8.162.483,80	8.162.483,80	8.162.483,80	8.162.483,80	8.162.483,80	8.162.483,80	8.162.483,80	8.162.483,80	8.162.483,80	8.162.483,80	97.949.805,59
Sobrecontratação Amazonas	22.416.666,67	22.416.666,67	22.416.666,67	22.416.666,67	22.416.666,67	22.416.666,67	22.416.666,67	22.416.666,67	22.416.666,67	22.416.666,67	22.416.666,67	22.416.666,67	269.000.000,04
SALDO FINAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabela 6 - Previsão Orçamentária CCC (R\$)

6.3. COMPARATIVOS CCC

I) Orçamentos anualizados desde 2018 e análise comparativa entre o orçamento aprovado para 2019, versus a proposta orçamentária para 2020:

ORÇAMENTO CCC (em R\$ milhões)						
DESPESAS	2018*	2019	2020	RESPONSÁVEIS		Varição 2020 x 2019
REEMBOLSO MENSAL CCC	-5.246	-5.626	-7.135	\$\$\$ ccee		26,82%
SUB-ROGAÇÃO	-374	-460	-76	\$\$\$ ccee		-83,41%
AJUSTE ANUAL DE IMPOSTOS	0	-32	-8	\$\$\$ ccee		-75,21%
PROCESSOS JUDICIAIS	-229	-64	0	\$\$\$ ccee		-100,00%
SOBRECONTRATAÇÃO	0	-483	-269	\$\$\$ ccee		-44,31%
RESULTADO DE FISCALIZAÇÃO	0	0	-98	⚡ ANEEL		100,00%
TOTAL	-5.849	-6.665	-7.586			13,82%

RECEITAS	2018*	2019	2020	RESPONSÁVEIS		Varição 2020 x 2019
SALDO INICIAL	0	355	0	\$\$\$ ccee		-100,00%
PARCELAMENTOS	0	0	0	\$\$\$ ccee		0,00%
RESULTADO DE FISCALIZAÇÃO	0	0	0	⚡ ANEEL		0,00%
TRANSFERÊNCIA CDE	5.849	6.310	7.586	\$\$\$ ccee		20,22%
TOTAL	5.849	6.665	7.586			13,82%

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

A variação apresentada resulta no aumento de 13,82% para a proposta orçamentária de 2020, quando comparado ao orçamento aprovado para 2019 (Nota Técnica nº 278/2018), este percentual se dá principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Roraima Energia: o orçamento 2019 considerou uma previsão de reembolso à Roraima Energia, tendo como base o cenário de importação da Venezuela de 30 MW_{med} durante o dia e 120 MW_{med} durante a noite e a para 2020 considera-se o cenário de 100% de geração própria, atendida pelas usinas da capital;
- (ii) Amazonas Energia D: a proposta orçamentária para 2020 considera a alteração da Lei Complementar nº 19/1997 referente a substituição tributária do ICMS do estado do Amazonas, conforme Decreto Estadual nº 40.628/2019, e a desverticalização D e GT;
- (iii) Demais itens especificados no [capítulo 6.3.5](#) deste relatório.

II) Análise comparativa entre o orçamento realizado de janeiro a setembro e melhor estimativa de outubro a dezembro de 2019 com a proposta orçamentária de 2020:

ORÇAMENTO CCC (em R\$ milhões)			
DESPESAS	ME 2019	ORÇ 2020	Varição ME 2019 x 2020
REEMBOLSO MENSAL CCC	-6.513	-7.135	9,55%
SUB-ROGAÇÃO	-516	-76	-85,21%
AJUSTE ANUAL DE IMPOSTOS	-19	-8	-58,26%
PROCESSOS JUDICIAIS	-267	0	-100,00%
SOBRECONTRATAÇÃO	-483	-269	-44,31%
RESULTADO DE FISCALIZAÇÃO	0	-98	0,00%
ENCARGOS FINANCEIROS	-17	0	-100,00%
TOTAL	-7.815	-7.586	-2,93%

RECEITAS	ME 2019	ORÇ 2020	Varição ME 2019 x 2020
SALDO INICIAL	0	0	0,00%
PARCELAMENTOS	9	0	-100,00%
RESULTADO DE FISCALIZAÇÃO	0	0	0,00%
TRANSFERÊNCIA CDE	7.806	7.586	-2,82%
TOTAL	7.815	7.586	-2,93%

Tabela 8 – Comparativo com realizado e estimativa do ano vigente - CCC

Orçamento CCC - 2020

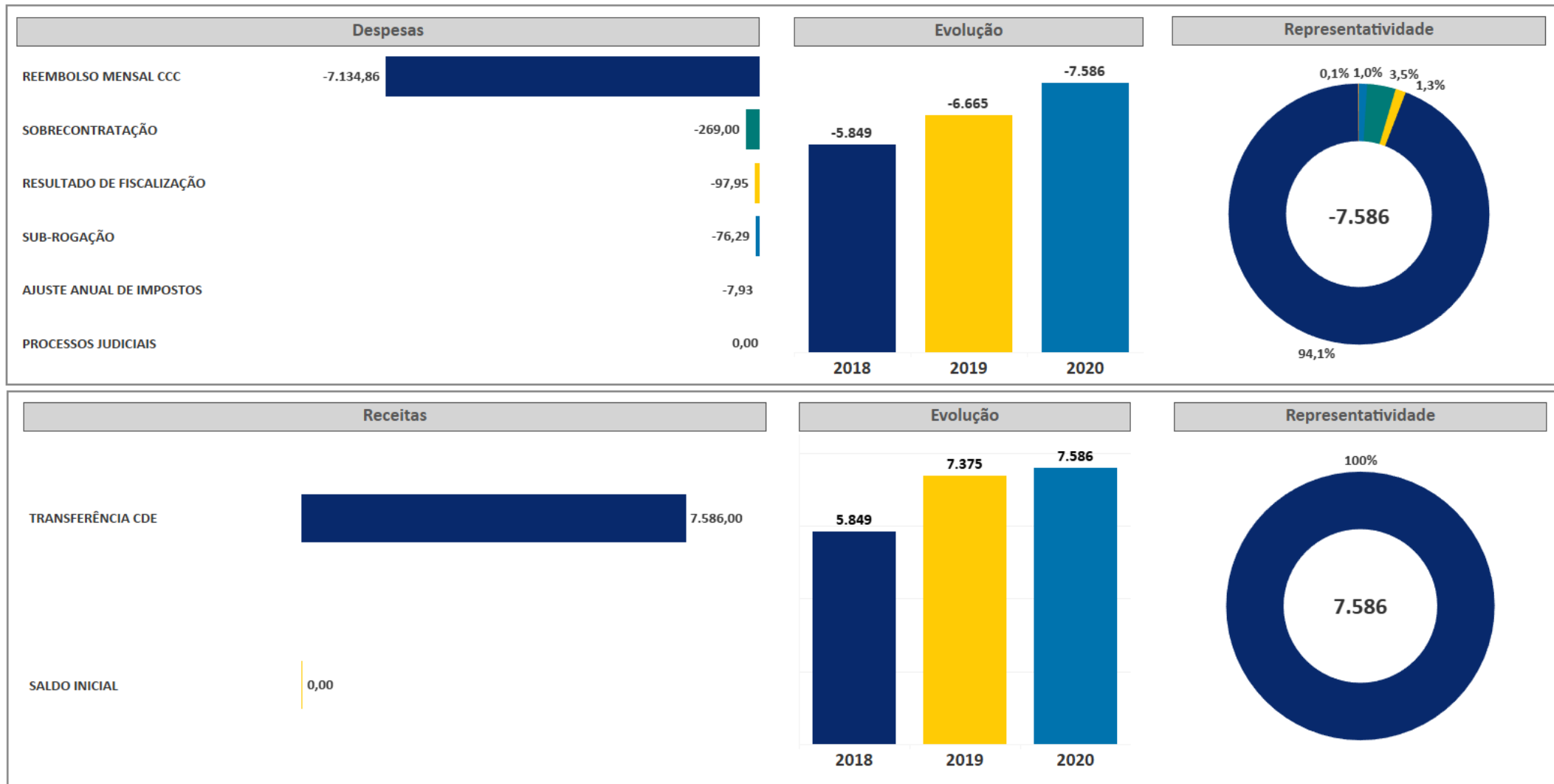


Gráfico 2 – Demonstrativo das Rubricas do PAC CCC - 2020

6.3.1. Premissas adotadas

O PEN SISOL foi elaborado pelo ONS e seu detalhamento é apresentado no [Anexo C.I.](#) Os dados de carga dos sistemas isolados e as disponibilidades de geração foram apresentados no referido plano e subsidiaram os volumes de combustíveis, a demanda mensal de potência e geração para os cálculos dos reembolsos da conta CCC.

a) Reembolso Mensal:

i. Preço referência para Combustível

Conforme determinado na REN nº 801/2017, no art. 17, para fins de reembolso do custo total de geração da CCC, a CCEE deverá reconhecer, como limite para o referido cálculo, o “preço de referência”⁶ para o custo médio de combustível fóssil.

A CCEE, em busca de maior assertividade, utilizou para o orçamento de 2020 a estimativa de preços dos combustíveis líquidos, realizada pela EPE, para apresentar a sazonalidade com maior precisão. Apresentamos a seguir as seguintes considerações para as estimativas:

Para o Óleo Diesel e Óleo Combustível foi utilizado como preço base o projetado pela Diretoria de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis da EPE, encaminhado à CCEE através do Informe NT-DPG-DEEE-01-2019 - [Anexo C.II.](#) Na composição do preço base projetado pela EPE, foram incorporados os preços de logística (Plog), para as beneficiárias que possuem estes custos definidos em contrato.

ii. 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 beneficiária considerado no cálculo dos reembolsos mensais foram definidos por meio do Despacho nº 2.773/2019, disposto no [Anexo C.III.](#)

⁶ Preço médio de distribuição do combustível divulgado pela ANP na Série Histórica Mensal e de Margens de Comercialização de Combustíveis.

CONCESSIONÁRIA	FATOR DE CORTE (fc)
AMAZONAS*	0,852
CERON	0,917
BOA VISTA	0,935
ELETROACRE	0,997
EMT	0,987
CELPE	0,986
CELPA	0,962
CEA	0,882

Tabela 9 – Fator de Corte

*O fator de corte homologado para a Amazonas, não surtirá efeito, devido ao termo de compromisso firmado sob a vigência da MP 855/2018, o qual assegura o pagamento das ineficiências à distribuidora.

iii. ACR médio 2020

O valor do custo médio da energia e potência comercializadas no ACR projetado para o ano de 2020, considerado na elaboração do PAC CCC foi de R\$ 306,55/MWh, definido por meio do Despacho nº 2581 de 2019, disponível no [Anexo C.IV.](#)

iv. Projeção do Preço de Liquidação das Diferenças

Os valores utilizados na projeção do PLD são referentes aos estudos da área de Preços do mês de outubro de 2019 – refletindo a projeção de Newave com tendência hidrológica, seguindo as premissas destacadas:

- Simulação simples do modelo Newave, sem o encadeamento com o modelo Decomp⁷;
- Despacho Térmico por Ordem de Mérito;
- Versão oficial do modelo computacional Newave, autorizado pelo Despacho nº 2.650, de 25 de setembro de 2019, o mesmo utilizado no processo de planejamento e de programação da operação eletroenergética do Sistema Interligado Nacional - SIN; e

⁷ Newave e Decomp são modelos computacionais oficiais utilizados para projeção do preço no SIN, resultando no Custo Marginal de Operação – CMO de cada submercado, em base mensal e semanal, respectivamente.

- Utilização dos valores de CMO a partir do percentil P (25) de cada mês e de cada submercado, resultando nas projeções dispostas na Tabela 10:

RESUMO		jan/20	fev/20	mar/20	abr/20	mai/20	jun/20
PLD (R4/Mwh)	SE/CO	R\$ 193,27	R\$ 215,40	R\$ 211,19	R\$ 184,36	R\$ 152,35	R\$ 164,90
	SE/CO	R\$ 193,28	R\$ 215,40	R\$ 211,75	R\$ 184,28	R\$ 152,05	R\$ 163,20
	NE	R\$ 182,49	R\$ 191,20	R\$ 174,56	R\$ 138,82	R\$ 125,30	R\$ 155,14
	NE	R\$ 183,03	R\$ 182,99	R\$ 143,38	R\$ 109,19	R\$ 103,53	R\$ 157,28
		jul/20	ago/20	set/20	out/20	nov/20	dez/20
	SE/CO	R\$ 177,43	R\$ 178,41	R\$ 175,94	R\$ 188,83	R\$ 167,86	R\$ 132,70
	SE/CO	R\$ 174,51	R\$ 176,18	R\$ 172,85	R\$ 183,78	R\$ 164,91	R\$ 131,70
	NE	R\$ 167,40	R\$ 161,74	R\$ 154,79	R\$ 152,90	R\$ 135,03	R\$ 111,71
NE	R\$ 172,61	R\$ 170,16	R\$ 160,95	R\$ 156,49	R\$ 136,06	R\$ 112,04	

Tabela 10 - Projeção do PLD para 2020

v. Contratos de Compra e Venda de Energia, Potência e Despesas Acessórias

Foram considerados como premissa de reembolso, as condições definidas nos contratos vigentes homologados pela Aneel, com suas variáveis e atualizações monetárias e integralmente a entrada em operação das usinas do Leilão 02/2016 (AM).

Nos contratos CCESI celebrados entre as beneficiárias e seus fornecedores foi utilizado os percentuais mínimos de adição de óleo biodiesel na composição da sua parcela variável, considerando os termos da Lei nº 13.300/2014.

As Usinas: Balbina, Aparecida, Jaraqui, Tambaqui, Ponta Negra, Cristiano Rocha, Manuara, Termo Norte II, Coari, Mauá 3, Anamã, Anori, Caapiranga, Codajás e as PCHs, estas citadas no quadro 1, apesar de conectadas ao SIN, permanecem com direito de receberem o reembolso dos custos de geração definidos nos contratos bilaterais celebrados anteriormente à sua interligação.

PCHs		
Beneficiária	Agente vendedor	Empreendimento
Centrais Elétricas de Rondônia	Hidroluz Centrais Elétricas	Saldanha
Centrais Elétricas de Rondônia	Eletrossol Centrais Elétricas Cassol	Monte Belo
Centrais Elétricas de Rondônia	Mauricio Martinuv	Martinuv
Centrais Elétricas de Rondônia	Hidroelétrica Chupinguaia	Chupinguaia
Centrais Elétricas de Rondônia	Eletrecidade de Rondônio	Alta Floresta
Centrais Elétricas de Rondônia	JFG Energia	Cachoeira
Centrais Elétricas do Pará	Curuá Energia	Salto Curuá
Centrais Elétricas do Pará	Buriti Energia	Salto Buriti
Energisa Mato Grosso	Central Elétrica Salto dos Dardanelos	PCH Faxinal II
Energisa Mato Grosso	Rio do Sangue Energia	PCH Garganta da Jararaca
Energisa Mato Grosso	Paranatinga Energia	PCH Paranatinga II
Energisa Mato Grosso	Maggi Energia	PCH Santa Lúcia II

Quadro 1 – PCHs com reembolso dos custos de geração

Através da carta EnergisaMT/VPR/n°008/2019, a Energisa Mato Grosso solicitou a inclusão das PCHs abaixo, para composição do custo total de geração.

PCHs		
Beneficiária	Agente vendedor	Empreendimento
Energisa Mato Grosso	Juruena Energia	PCHs Aripuanã (pertenceu a EMT)
Energisa Mato Grosso	Madereira Barra Grande	PCH Faxinal I
Energisa Mato Grosso	Hidrelétrica Comodoro	PCH Massutti
Energisa Mato Grosso	Hidrelétrica Comodoro	PCH Prata
Energisa Mato Grosso	Hidrelétrica Comodoro	PCH Margarida
Energisa Mato Grosso	Agropecuária Maggi	PCH Santa Lúcia I

Quadro 2 – 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 locada, os quais seguiram as premissas definidas na REN n° 801/2017 dos valores limites constantes no seu anexo III, como também os VGP vigentes definidos por meio de comandos regulatórios.

Para os custos de geração própria locada acima dos limites eficientes da beneficiária Amazonas Energia, por força da MP 855/2018, também foram considerados como custos ineficientes.

Estão incluídas na rubrica de geração própria os reembolsos dos SIGFI e MIGDI das regiões remotas do sistema isolado, já homologadas no banco de informações de geração da Aneel, em operação comercial, [Anexo C.XIII](#).

vii. Combustível

Para o reembolso do gás natural foram considerados os limites de consumo eficientes conforme determinado na REN 801/2017. Para as usinas que atendem o definido no Art. 5º da REA n° 4.950/14, disposta no [Anexo C.V](#), ficou assegurado o benefício da CCC até o término da vigência do Contrato de Gás Natural entre a Amazonas GT 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 (OC1A) foram adotados os limites de consumo definidos na REN n° 801/2017 e os preços de referência de distribuição conforme Art. 17 da mesma resolução. As empresas que possuem liminares na data base de setembro de 2019, tiveram suas previsões de reembolso baseadas no preço praticado pelo gerador do Sisol. Ambas as projeções foram realizadas pela EPE.

viii. Reembolso de impostos não recuperados

Beneficiário	% Não Recuperado (PIS/COFINS)	% Não Recuperado (ICMS)
AMAZONAS	100,00%	100,00%
BR DISTRIBUIDORA	100,00%	100,00%
CEA	100,00%	100,00%
CELPA	20,24%	0,00%
CELPE	100,00%	100,00%
CERON	0,00%	100,00%
ELETROACRE	0,00%	0,00%
EMT	100,00%	15,89%
RORAIMA	18,47%	100,00%
AMAZONAS GT	0,00%	71,50%
GERA	100,00%	100,00%
JARAQUI	100,00%	100,00%
MANAUARA	100,00%	100,00%
RAESA	100,00%	100,00%
TAMBAQUI	100,00%	100,00%

Tabela 11 – Percentual de Impostos não recuperados

A premissa dos impostos não recuperados (ICMS, PIS e COFINS) baseou-se nas informações enviadas pelas beneficiárias contendo os referidos percentuais de não recuperação de impostos dos últimos 6 meses, conforme determinado pela REN nº 801/17, Cap. IX, Art. 36, § 3º.

Através do recebimento das comprovações fiscais e contábeis do exercício de 2018, apuradas em maio de 2019, foi possível realizar os ajustes das diferenças mensais de reembolso de créditos de tributos não recuperados para o exercício analisado. De acordo com a documentação recebida, foi constatado que nos meses anteriores houve apresentação de percentuais incorretos de recuperação de impostos. A CCEE previu neste orçamento recursos para um ajuste do exercício de 2019, que será realizado até 15 de maio de 2020, conforme a REN nº 801/17, Cap. IX, Art. 36, § 10º.

b) Resultado de Fiscalização

De acordo com o Despacho nº 2.505 publicado no D.O.U em 23 de setembro de 2019, [Anexo C.VII](#), a CCEE processará o reembolso de R\$ 97,9 milhões para a Energisa Mato Grosso, no exercício de 2020 a preço de janeiro de 2019, que serão atualizados pelo índice de correção monetária (IPCA) até o efetivo pagamento.

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 cronogramas de desembolso previsto até dezembro de 2020.

A previsão de orçamento da sub-rogação de obras para 2020 é de R\$ 36,8 milhões, seguindo o cronograma de desembolso das obras Itacoatiara (AM) e Buritis + Ponta do Abuanã (RO).

Para as sub-rogações em operação comercial, a proposta prevê o orçamento de R\$ 4,1 milhões. Com isso, o valor total orçado para o reembolso das sub-rogações em 2020, será de R\$ 40,9 milhões, conforme [Anexo C.XXI](#).

d) Sobrecontratação: Conforme Decreto n° 10.050/2019 ficou determinado o custo decorrente da sobrecontratação de energia elétrica dos agentes de distribuição reconhecida pela Aneel, como exposição involuntária, no prazo de cinco anos subsequentes ao da respectiva interligação.

e) Outras Considerações

Nos [Anexos C.VIII](#), [C.IX](#), [C.X](#), [C.XI](#), [C.XII](#), [C.XIV](#) e [C.XV](#) são apresentadas todas as informações por rubrica de reembolso, referente as previsões de CT_{comb} , CT_{GP} , CT_{CE} , que compõem o reembolso dos Custos de Geração.

Essa previsão representa uma expectativa de reembolsos baseada nos meses de competência janeiro a dezembro de 2020, que inserido nas previsões de caixa da CDE, tem o fluxo financeiro alocado para dois meses após a competência, ou seja, de março de 2020 a fevereiro de 2021.

De acordo com o ofício n° 095/2019-SRG/Aneel de 04 de outubro de 2019, a Aneel deliberou de acordo com o cenário extraordinário de atendimento ao estado de Roraima, a não aplicação de limite previsto no art. 61 § 4° da REN 801/2017 para a beneficiária Roraima Energia, considerando o disposto no § 5° do mesmo artigo, de modo a permitir a utilização plena dos créditos de reembolso preliminar em favor dos fornecedores da beneficiária citada.

Desta forma, haverá excepcionalidade do fluxo financeiro para cumprimento do reembolso da beneficiária, vide ofício nº 87/2019-DR/Aneel, que deliberou à CCEE a responsabilidade de proceder o reembolso preliminar, em base semanal, mantendo os demais requisitos para esse tipo de reembolso. Sendo assim, para esta beneficiária no ano de 2020 os reembolsos mensais respeitarão as devidas competências e os reembolsos preliminares seguirão regime de caixa.

6.3.2. Premissas não consideradas

- a) As fiscalizações em andamento pela Aneel que ainda aguardam conclusão;
- b) Suprimento de energia proveniente da Venezuela, pois em março de 2019 houve a interrupção desta importação.

6.3.3. 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 [Anexos C.XIV](#), [C.XV](#), [C.XVI](#), [C.XVII](#) e [C.XVIII](#):

- **CCVEE:** Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, firmados entre beneficiários da CCC e geradores de energia, tendo como base geral o preço da energia;
- **CCVEE Disponibilidade:** Contrato firmando entre a Roraima Energia e fornecedores. Tem como base a contratação de serviços de disponibilidade de potência e geração de energia elétrica por meio de grupos geradores;
- **CCVEE Gás Natural:** Contrato firmado entre a Amazonas GT e fornecedores. Tem como base geral o consumo de GN valorado nas parcelas de commodity, de transporte, de margem e de ramal termoeletrico, além de seus respectivos impostos. Este contrato possui cláusulas do tipo Take-or-Pay e Ship-or-Pay que preveem o pagamento pelo comprador de volumes mínimos pré-estabelecidos de gás natural, independentemente de sua utilização;
- **CCESI Termo Norte II:** O contrato firmado entre a beneficiária Ceron e a usina Termo Norte II têm como base geral preço da energia firme, garantia física e energia ativa de consumo (consumo da rede);
- **CCESI Leilão:** Contratos destinados à comercialização de energia elétrica nos sistemas isolados, 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. Tem como base geral: receita fixa, CVU, fator de conversão, montante de energia, preço de referência da ANP e seus componentes;
- **Locação:** Contratos firmados entre o beneficiário da CCC e seus fornecedores para operação e manutenção das suas usinas e quando necessário a complementação por meio da locação de unidades geradoras. Os contratos firmados com as distribuidoras Amazonas e Roraima têm como base os custos segregados entre CMI e COM;
- **Frete:** Contratos firmados entre a Celpe e seus fornecedores: Agemar e Alfamares. Têm como base geral o preço por litro, montante de combustível e o tipo da via de transporte que será utilizado, havendo uma diferenciação no preço entre o marítimo e o terrestre;

- **Frete Terrestre:** Contratos da Roraima firmados entre a beneficiária e seus respectivos fornecedores, têm como base geral o preço do frete que pode variar em função do tipo da via de transporte (via pavimentada ou não pavimentada), rota e localidade da usina;
- **Frete Fluvial:** Contratos da Roraima firmados entre a beneficiária e seu respectivo fornecedor, Oziel, tendo como base geral o preço do frete por viagem fluvial e por usina (preço fixo por viagem).

As tabelas a seguir contêm as principais características consideradas para cada tipo de contrato.

CCESI										
DISTRIBUIDORA	Nº CONTRATO	DATA ASSINATURA DO	VIGÊNCIA CONTRATO (Data Final)	FORNECEDOR	RAF (R\$/MWh)	O&M (R\$/MWh)	Comb (R\$/MWh) + Plog (R\$/l)	PREÇO DA ENERGIA (Estabelecido em	Nº DE USINAS	
AMAZONAS	109.251/2017	17/11/2017	30/11/2030	Consórcio Energia do Amazonas	R\$ 259,21	R\$ 16,55	R\$ -	R\$ 275,76	1	
AMAZONAS	109.424/2017	09/01/2018	10/12/2033	Consórcio Geração Amazonas	R\$ 258,15	R\$ 23,16	R\$ 870,92	R\$ 1.152,23	16	
AMAZONAS	109.438/2017	05/01/2018	30/11/2033	Consórcio Oliveira - ETAM	R\$ 346,25	R\$ 29,11	R\$ 779,64	R\$ 1.155,00	16	
AMAZONAS	109.433/2017	09/01/2018	10/12/2033	Consórcio Geração Amazonas	R\$ 278,04	R\$ 26,12	R\$ 866,64	R\$ 1.170,80	16	
AMAZONAS	109.439/2017	05/01/2018	10/12/2023	Consórcio Oliveira - ETAM	R\$ 491,66	R\$ 29,55	R\$ 766,78	R\$ 1.287,99	6	
AMAZONAS	109.440/2017	05/01/2018	10/12/2033	Consórcio Oliveira - ETAM	R\$ 258,74	R\$ 26,33	R\$ 777,93	R\$ 1.063,00	20	
AMAZONAS	109.426/2017	09/01/2018	10/12/2033	PowerTech	R\$ 87,24	R\$ 33,55	R\$ 855,21	R\$ 976,00	7	
AMAZONAS	109.423/2017	10/01/2018	10/12/2023	VPower Telemenia	R\$ 156,94	R\$ 20,18	R\$ 98,64	R\$ 275,76	3	
AMAZONAS	109.425/2017	10/01/2018	10/12/2023	Vpower Telemenia	R\$ 48,89	R\$ 58,81	R\$ 182,29	R\$ 289,99	1	
AMAZONAS	109.432/2017	10/01/2018	10/12/2023	Vpower Telemenia	R\$ 49,47	R\$ 59,35	R\$ 856,17	R\$ 964,99	1	
CELPA	1	18/07/2016	13/01/2022	Guascor	R\$ 294,47	R\$ 17,61	R\$ 915,92	R\$ 1.228,00	16	
CELPA	1	18/07/2016	13/01/2022	Soenergy	R\$ 294,47	R\$ 17,61	R\$ 915,92	R\$ 1.228,00	7	
CERON	118	21/10/2015	25/03/2031	Brasil Bio Fuels	R\$ 40,67	R\$ 24,68	R\$ 1.387,57	R\$ 1.452,92	10	
CERON	220	30/12/2014	30/11/2019	Cons. N. Horizonte	R\$ 19,36	R\$ 15,00	R\$ 904,58	R\$ 938,94	16	
CEA	98	12/06/2015	01/04/2031	Oiapoque	R\$ 534,25	R\$ 13,50	R\$ 250,90	R\$ 798,65	1	
ELETROACRE	215	09/09/2016	31/12/2020	Guascor	R\$ 113,78	R\$ 40,00	R\$ 846,22	R\$ 1.000,00	3	
ELETROACRE	216	16/01/2016	31/03/2021	Tecnogera	R\$ 355,42	R\$ 25,76	R\$ 792,41	R\$ 1.173,59	2	
ELETROACRE	217	16/12/2015	30/03/2031	Brasil Bio Fuels	R\$ 1.145,45	R\$ 40,00	R\$ 915,86	R\$ 2.101,31	4	

Tabela 12 - Contrato do tipo CCESI

CCESI - TERMO NORTE II										
DISTRIBUIDORA	Nº CONTRATO	DATA ASSINATURA DO CONTRATO	VIGÊNCIA CONTRATO (Data Final)	ADITAMENTO	FORNECEDOR	TIPO DE ÍNDICE DE REAJUSTE DO CONTRATO	PREÇO DE O&M	PREÇO DE POTÊNCIA	POTÊNCIA CONTRATADA [MW]	PERÍODO DE REAJUSTE (Mês/Ano Início até Mês/Ano Fim)
CERON	56	12/05/2000	01/07/2023	2º TA	Termo Norte	IGP-DI	R\$ 39,64	R\$ 98.260,00	340	mai/00 - mai/aa*

Tabela 13 - Contrato do tipo CCESI – Termo Norte II

CCVEE									
DISTRIBUIDORA	Nº CONTRATO	DATA ASSINATURA DO CONTRATO	VIGÊNCIA CONTRATO (Data Final)	ADITAMENTO / APOSTILAMENTO	FORNECEDOR	PREÇO DA ENERGIA (Estabelecido em contrato R\$/MWh)	TIPO DE ÍNDICE DE REAJUSTE DO CONTRATO	APRESENTAÇÃO DA PROPOSTA COMERCIAL (Mês/Ano)**	PERÍODO DE REAJUSTE (mês/ano início até mês/ano fim)
AMAZONAS	103.025	12/07/2016	12/01/2019	2º TA	BK Energia	R\$ 385,42	IPCA	jul/16	mai/16 - mai/18*
AMAZONAS	6	02/05/2018	30/11/2030	-	Amazonas GT	R\$ 839,78	IPCA	-	nov/18-nov/aa**
AMAZONAS	7	02/05/2018	30/11/2030	1º TA	Amazonas GT	R\$ 887,20	IPCA	-	nov/18-nov/aa**
AMAZONAS	8	02/05/2018	30/11/2030	-	Amazonas GT	R\$ 839,78	IPCA	-	nov/18-nov/aa**
AMAZONAS	9	02/05/2018	30/11/2030	-	Amazonas GT	R\$ 832,83	IPCA	out/13	nov/18-nov/aa**
AMAZONAS	87.495	14/05/2013	01/03/2027	1º TA	Amazonas GT	R\$ 238,87	IPCA	out/13	out/13 - out/26
CERON	5	04/02/1994	31/03/2023	8º TA / 13º TAP	Eletron	R\$ 59,96	IGP-M	-	dez/00 - out/aa*
CERON	79	10/07/1993	31/12/2020	9º TA / 13º TAP	JFG	R\$ 90,26	INPC	-	dez/00 - out/aa*
CERON	324	23/11/2006	30/06/2028	3º TA / 9º TAP	Chupinguaia	R\$ 103,93	IPCA	-	mai/06 - out/aa*
CERON	326	23/11/2006	31/10/2026	2º TA / 10º TAP	Martinuv	R\$ 98,29	IPCA + TUSD	-	out/06 - out/aa*
CERON	191	19/10/2006	30/11/2021	/ 8º TA	Cassol	R\$ 104,80	IPCA	-	out/06 - out/aa*
CERON	53	20/03/2006	20/03/2026	/ 8º TA	Hidroluz	R\$ 117,00	IGP-M	-	out/05 - out/aa*
CELPA	81	20/12/2004	19/12/2032	1º TA	Curuá Energia	R\$ 119,00	IGP-M	-	ago/06-ago/aa**
CELPA	82	20/12/2004	19/12/2032	1º TA	Buriti Energia	R\$ 119,00	IGP-M	-	ago/06-ago/aa**
EMT	669	01/06/2000	31/05/2030	1º TA	Agropecuária Maggi	R\$ 70,00	IGP-M / VN	-	jun/00 - jun/aa**
EMT	312	28/06/2013	05/01/2028	2º TA	Maggi Energia S.A.	R\$ 65,00	IGP-M / VN	jun/07	jun/00 - jun/aa**
EMT	82	08/08/1996	07/08/2026	2º TA	Madeira Barra Grande	R\$ 73,85	IRT / 95% VN	-	abr/01 - abr/aa**
EMT	802	10/09/2003	09/09/2027	1º TA	Salto dos Dardanelos S.A	R\$ 90,00	IGP-M / Menor (VN PMRM)	-	ago/03 - ago/aa**
EMT	55	15/01/2004	14/12/2022	4º TA	Paranatinga Energia	R\$ 106,00	IGP-M	dez/07	nov/03 - abr/aa**
EMT	956	14/02/2000	09/09/2029	1º TA	Hidrecom	R\$ 70,00	IGP-M	mar/00	fev/00 - mar/aa**
EMT	41	21/06/2004	30/09/2021	4º TA	Rio do Sangue Energia	R\$ 106,00	IGP-M	out/06	nov/03 - abr/aa**
EMT	62	01/11/2005	10/12/2027	4º TA	Juruena Energia S.A.	R\$ 222,41	IGP-M	-	abr/05 - abr/aa**

* Somente aplicável quando utilizada para atualização do preço.

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

Tabela 14 - Contrato do tipo CCVEE

CCVEE Disponibilidade														
DISTRIBUIDORA	Nº CONTRATO	DATA ASSINATURA DO CONTRATO	VIGÊNCIA CONTRATO (Data Final)	ADITAMENTO	FORNECEDOR	TIPO DE ÍNDICE DE REAJUSTE DO CONTRATO	CUSTO MENSAL DE INSTALAÇÃO CMI	CUSTO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO - COM (R\$/MWh)	PERÍODO DE EXECUÇÃO DO CONTRATO (Meses)	PERÍODO DE REAJUSTE (Mês/Ano Início até Mês/Ano Fim)	VALOR TOTAL DO CONTRATO	LOTE DO CONTRATO	POTÊNCIA CONTRATA [MW]	ENERGIA MÁX. MENSAL [MW/h]
RORAIMA	11.246	23/07/2019	23/04/2021	2º TA	Oliveira	IGP-M	R\$ 2.135.494,61	R\$ 0,08	18	jul/19 - jul/20	R\$ 38.480.883,83	FLORESTA	40	29200
RORAIMA	11.246	20/04/2018	20/09/2019	1º TA	Oliveira	IGP-M	R\$ 505.555,56	R\$ 0,08	12	set/18 - set/19	R\$ 29.775.314,83	DISTRITO	20	14600
RORAIMA	10.211	28/01/2019	28/10/2020	3º TA	OLIVEIRA	IGP-M	R\$ 7.891.276,66	R\$ 26,01	18	jan/19 - jan/20	R\$ 184.795.095,79	M.CRISTO	125,1	91323
RORAIMA	10.211	04/04/2014	23/11/2018	1º TA	OLIVEIRA	IGP-M	R\$ 9.507.568,01	R\$ 22,60	21	abr/14-abr/15	R\$ 233.300.000,00	M.CRISTO	125,1	70883
RORAIMA	10.212	31/03/2014	31/12/2016	-	SOENERGY	IGP-M	R\$ 24.649.400,00	R\$ 7,00	jan/00	mar/15-mar/16	R\$ 27.000.000,00	DISTRITO	20	14400
RORAIMA	10.212	31/03/2014	31/12/2016	-	SOENERGY	IGP-M	R\$ 22.388.160,00	R\$ 8,00	jan/00	mar/15-mar/16	R\$ 24.000.000,00	NOVO PARAISO	12	8640

Tabela 15 - Contrato do tipo CCVEE Disponibilidade

CCVEE									
DISTRIBUIDORA	Nº CONTRATO	DATA ASSINATURA DO CONTRATO	VIGÊNCIA CONTRATO (Data Final)	ADITAMENTO / APOSTILAMENTO	FORNECEDOR	PREÇO DA ENERGIA (Contrato R\$/MWh)	TIPO DE ÍNDICE DE REAJUSTE DO CONTRATO	APRESENTAÇÃO DA PROPOSTA COMERCIAL (Mês/Ano)**	PERÍODO DE REAJUSTE (mês/ano início até mês/ano fim)
AMAZONAS	6	02/05/2018	30/11/2030	-	Amazonas GT	R\$ 839,78	IPCA	-	nov/18-nov/aa**
AMAZONAS	7	02/05/2018	30/11/2030	1º TA	Amazonas GT	R\$ 887,20	IPCA	-	nov/18-nov/aa**
AMAZONAS	8	02/05/2018	30/11/2030	-	Amazonas GT	R\$ 839,78	IPCA	-	nov/18-nov/aa**
AMAZONAS	9	02/05/2018	30/11/2030	-	Amazonas GT	R\$ 832,83	IPCA	out/13	nov/18-nov/aa**

Tabela 16 - Contrato do tipo CCVEE

GÁS														
DIST.	Nº CONTRATO	DATA ASSINATURA DO CONTRATO	VIGÊNCIA CONTRATO (Data Final)	FORNECEDOR	PREÇO COMMODITY [R\$/m³]	PREÇO TRANSPORTE [R\$/m³]	PREÇO MARGEM [R\$/m³]	PREÇO RAMAL TERMELETRICO [R\$/m³]	TIPO DE ÍNDICE DE REAJUSTE DO CONTRATO	PERÍODO DE REAJUSTE COMMODITY (Mês/Ano Início até Mês/Ano Fim)	PERÍODO DE REAJUSTE TRANSPORTE (Mês/Ano Início até Mês/Ano Fim)	PERÍODO DE REAJUSTE MARGEM (Mês/Ano Início até Mês/Ano Fim)	PERÍODO DE REAJUSTE RAMAL TERM. (Mês/Ano Início até Mês/Ano Fim)	Nº DE USINAS
AMAZONAS	1.902	01/06/2006	01/06/2030	Cigás	0,11	0,45	0,02	0,04	IPCA	set/05 - set/aa*	dez/09 - nov/aa*	set/05 - set/aa*	nov/11 - out/aa*	12

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

Tabela 17 - Contrato do tipo Gás

FRETE															
TIPO DE CONTRATO	DIST.	Nº CONTRATO	DATA ASSINATURA DO CONTRATO	VIGÊNCIA CONTRATO (Data Final)	FORNECEDOR	VALOR TOTAL DO CONTRATO	TIPO DE ÍNDICE DE REAJUSTE DO CONTRATO	APRESENTAÇÃO DA PROPOSTA COMERCIAL (Mês/Ano)*	PERÍODO DE REAJUSTE (Mês/Ano Início até Mês/Ano Fim)	Nº DE USINAS	PREÇO POR LITRO	PREÇO NÃO PAVIMENTADO (R\$/Km)	PREÇO PAVIMENTADO (R\$/Km)	TOTAL MENSAL	
FLUVIAL/TEREESTRE	RORAIMA	13.842	22/08/2019	22/11/2020	Oziel Mustafa	R\$ 1.020.000,00	IPCA	jun/19	jun/19 - jun/20	19	-	-	-	R\$ 85.000,00	
TERRESTRE	RORAIMA	020	24/04/2019	24/07/2020	Lucas & Zand.	R\$ 1.273.614,00	IPCA	abr/19	abr/19 - abr/20	56	-	3,47 ~ 4,16	2,95 ~ 3,86	R\$ 106.134,50	
TERRESTRE	CELPE	4.600.045.573	16/10/2017	15/10/2020	Agemar	R\$ 2.509.056,00	IPCA	out/17	out/18-out/aa*	1	0,17	-	-	R\$ 69.696,00	
MARITIMO	CELPE	4.600.045.573	16/10/2017	15/10/2020	Agemar	R\$ 16.692.480,00	IPCA	out/17	out/18-out/aa*	1	1,81	-	-	R\$ 463.680,00	
MARITIMO	CELPE	4.600.053.167	04/06/2019	03/06/2022	Alfamares	R\$ 17.059.530,00	IPCA	jun/19	jun/20 - jun/aa*	1	1,8	-	-	R\$ 473.875,83	
TERRESTRE	CELPE	4.600.053.167	04/06/2019	03/06/2022	Alfamares	R\$ 1.569.456,00	IPCA	jun/19	jun/20 - jun/aa*	1	0,15	-	-	R\$ 43.596,00	

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

Tabela 18 - Contrato do tipo Frete

LOCAÇÃO																		
DISTRIBUIDORA	Nº CONTRATO	DATA ASSINATURA DO CONTRATO	VIGÊNCIA CONTRATO (Data Final)	ADITAMENTO	FORNECEDOR	TIPO DE ÍNDICE DE REAJUSTE DO CONTRATO	CUSTO MENSAL DE INSTALAÇÃO CMI	CUSTO MENSAL DE MANUTENÇÃO E OPERAÇÃO - CMO	APRESENTAÇÃO DA PROPOSTA COMERCIAL (Mês/Ano)	PERÍODO DE EXECUÇÃO CONTRATO (Meses)	PERÍODO DE REAJUSTE (Mês/Ano Início até Mês/Ano Fim)	VALOR TOTAL DO CONTRATO	POTÊNCIA TOTAL DO LOTE [MW]	LOTE DO CONTRATO	POTÊNCIA MENSAL CONTRATADA [MW]	ENERGIA MÁX. MENSAL [MW/h]	POTÊNCIA TOTAL [Kw]	QUANT. DE MÁQUINAS
AMAZONAS	100.209	23/12/2015	23/09/2019	2ª TA	A GERADORA	-	-	R\$ 439.369,92	nov/15	10	nov/17 - nov/18	R\$ 4.393.699,20	5,4	-	-	-	5400	6
AMAZONAS	101.130	09/03/2016	09/10/2019	2ª TA	AGREKKO	IGP-M	-	R\$ 2.156.650,57	jan/16	10	dez/16-dez/17	R\$ 21.566.505,69	32,2	2	-	-	32200	35
AMAZONAS	101.130	09/03/2016	09/10/2019	2ª TA	AGREKKO	IGP-M	-	R\$ 1.848.557,63	jan/16	10	dez/16-dez/17	R\$ 18.485.576,31	27,6	3	-	-	27600	30
AMAZONAS	83.444	14/08/2012	03/06/2019	7ª TA	AGREKKO	IGP-M	-	R\$ 1.822.683,27	mai/12	6	mai/18-mai/19	R\$ 10.936.099,64	33,12	3	-	-	33120	36
AMAZONAS	109.035	16/11/2017	16/02/2020	-	GOPOWER	IGP-M	R\$ 3.680.548,80	R\$ 2.763.169,20	jul/17	24	-	R\$ 69.996.609,60	49,5	2	-	-	49500	55
AMAZONAS	109.034	13/11/2017	13/02/2020	-	POWERTECH	IGP-M	R\$ 1.443.618,25	R\$ 1.202.349,24	jul/17	24	-	R\$ 30.300.000,01	21,07	1	-	-	21070	50
AMAZONAS	109.038	13/11/2017	13/02/2020	-	POWERTECH	IGP-M	R\$ 515.912,97	R\$ 425.586,96	jul/17	24	-	R\$ 10.730.000,01	13,5	4	-	-	13500	15
AMAZONAS	107.315	04/07/2017	04/04/2019	-	XAVANTE	IGP-M	R\$ 457.315,08	R\$ 475.219,73	mar/17	18	-	R\$ 9.011.270,18	5,98	1	-	-	5980	39
AMAZONAS	107.315	04/07/2017	04/04/2019	-	XAVANTE	IGP-M	R\$ 1.493.699,76	R\$ 1.119.969,36	mar/17	18	-	R\$ 21.653.148,24	14,6	2	-	-	14600	26
AMAZONAS	93.159	04/08/2014	04/09/2019	4ª TA	OLIVEIRA	IGP-M	-	R\$ 1.234.231,80	-	12	-	R\$ 14.810.781,60	28	1	-	-	28000	28
AMAZONAS	93.159	04/08/2014	04/09/2019	4ª TA	OLIVEIRA	IGP-M	-	R\$ 1.011.123,10	-	12	-	R\$ 12.133.477,20	19	2	-	-	19000	19
AMAZONAS	93.159	04/08/2014	04/09/2019	4ª TA	OLIVEIRA	IGP-M	-	R\$ 1.097.555,14	-	12	-	R\$ 13.170.661,68	22	3	-	-	22000	22
AMAZONAS	93.159	04/08/2014	04/09/2019	4ª TA	OLIVEIRA	IGP-M	-	R\$ 1.034.875,41	-	12	-	R\$ 12.418.504,92	22	4	-	-	22000	22
AMAZONAS	93.159	04/08/2014	04/09/2019	4ª TA	OLIVEIRA	IGP-M	-	R\$ 838.671,37	-	12	-	R\$ 10.064.056,44	11	5	-	-	11000	22
AMAZONAS	93.159	04/08/2014	04/09/2019	4ª TA	OLIVEIRA	IGP-M	-	R\$ 1.012.523,30	-	12	-	R\$ 12.150.279,60	17	6	-	-	17000	33
AMAZONAS	101.129	29/02/2016	29/09/2019	2ª TA	OLIVEIRA	IGP-M	-	R\$ 3.731.052,88	-	10	abr/17-abr/18	R\$ 37.310.528,81	51,5	1	-	-	51500	52
AMAZONAS	101.129	29/02/2016	29/09/2019	2ª TA	OLIVEIRA	IGP-M	-	R\$ 601.315,32	-	10	dez/16-dez/17	R\$ 6.013.153,19	8,3	4	-	-	8300	42
AMAZONAS	105.362	10/03/2017	10/09/2019	1ª TA	OLIVEIRA	IGP-M	-	R\$ 1.645.920,00	nov/16	9	nov/16-nov/17	R\$ 14.813.280,00	29,44	4	-	-	29440	32
AMAZONAS	109.036	13/11/2017	13/02/2020	-	OLIVEIRA	IGP-M	R\$ 2.519.289,60	R\$ 2.057.529,60	jul/17	24	-	R\$ 51.900.000,00	49	3	-	-	49000	49
RORAIMA	004/2017	31/01/2019	16/10/2019	2ª TA	OLIVEIRA	IGP-M	R\$ 43.331,32	R\$ 40.439,75	jan/17	6	jan/19 - dez/19	R\$ 502.626,43	4,524	V.BRASIL	2,5	21,9	2500	3
RORAIMA	004/2017	13/04/2018	16/10/2019	2ª TA	OLIVEIRA	IGP-M	R\$ 7.510,76	R\$ 2.135,22	abr/18	6	jan/19 - dez/19	R\$ 57.875,88	4,524	NAPOLEÃO	0,132	1,156	132	-
RORAIMA	004/2017	13/04/2018	16/10/2019	2ª TA	OLIVEIRA	IGP-M	R\$ 7.510,76	R\$ 2.135,22	abr/18	6	jan/19 - dez/19	R\$ 57.875,88	4,524	BOCA DA MATA	0,132	1,156	132	-
RORAIMA	004/2017	13/04/2018	16/10/2019	2ª TA	OLIVEIRA	IGP-M	R\$ 11.266,16	R\$ 6.470,36	abr/18	6	jan/19 - dez/19	R\$ 106.419,12	4,524	SURUMÚ	0,4	3,504	400	-
RORAIMA	004/2017	13/04/2018	16/10/2019	2ª TA	OLIVEIRA	IGP-M	R\$ 11.266,16	R\$ 6.470,36	abr/18	6	jan/19 - dez/19	R\$ 106.419,12	4,524	BOIAÇU	0,4	3,504	400	-
RORAIMA	004/2017	13/04/2018	16/10/2019	2ª TA	OLIVEIRA	IGP-M	R\$ 21.665,66	R\$ 15.528,86	abr/18	6	jan/19 - dez/19	R\$ 223.167,12	4,524	UIRAMUTÁ	0,96	8,41	960	-
RORAIMA	13.438	08/07/2019	30/09/2021	-	SOENERGY	IGP-M	R\$ 209.047,62	R\$ 1.183.178,90	mai/19	21	mai/19 - mai/20	R\$ 29.236.757,00	12	NOVO PARAÍSO	12	8760	12000	8,6
RORAIMA	13.437	08/07/2019	30/09/2021	-	SOENERGY	IGP-M	R\$ 278.571,43	R\$ 1.577.812,86	mai/19	21	mai/19 - mai/20	R\$ 39.984.070,00	20	DISTRITO	20	14600	20000	14,3
RORAIMA	13.467	26/06/2019	30/06/2021	-	OLIVEIRA	IGP-M	R\$ 264.772,73	R\$ 1.477.954,55	mai/19	22	mai/19 - mai/20	R\$ 38.340.000,00	20	DISTRITO	20	14600	20000	16
RORAIMA	13.258	22/03/2019	31/03/2021	1ª TA	AGREKKO	IGP-M	R\$ 265.675,00	R\$ 2.391.075,00	mar/19	16	mar/19 - mar/20	R\$ 42.508.000,00	28,5	M.CRISTO	28,5	20805	28500	30

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

Tabela 19 - Locação

6.3.4. Análise comparativa

2019	2020
CTG: R\$ 9.372.551.215,76	CTG: R\$ 9.967.661.709,25
Desconto ACR (R\$ 291/MWh): - R\$ 3.049.375.915,67	Desconto ACR (R\$ 306,55/MWh): -R\$ 2.780.525.610,46
Fator de Corte: - R\$ 152.926.133,78	Fator de Corte: - R\$ 158.573.407,71
Reembolso Final PAC 2019: R\$ 6.170.249.166,31	Reembolso Final PAC 2020: R\$ 7.028.562.691,08
Diferença no Reembolso Final: R\$ 858.313.524,77	

Tabela 20 – Comparação Reembolso

Análise: Pelos valores apurados acima, podemos verificar um aumento do CTG, no valor de R\$ 590.862.258,27 em relação ao PAC 2019, principalmente pela indisponibilidade de suprimento de energia oriundo da importação da Venezuela, com consequente aumento do consumo de óleo diesel e custos de contratação por disponibilidade. Além desses fatores, verificou-se aumento significativo de geração térmica dos PIEs nos estados do Amapá e Acre de 13,1% e 9,1% respectivamente.

6.3.5. Variações (2020 x 2019)

A seguir serão apresentadas as variações identificadas na comparação entre: i) os custos totais de geração realizados de janeiro a julho de 2019 adicionados da estimativa de agosto a dezembro de 2019 com; ii) os custos totais de geração da proposta orçamentária de 2020.

Beneficiárias	2019	2020	Variação - R\$	Variação - %
Amazonas	R\$ 5.801.359.774,48	R\$ 6.150.194.908,08	R\$ 348.835.133,60	6,01%
Roraima	R\$ 1.282.028.335,89	R\$ 1.600.269.843,73	R\$ 318.241.507,85	24,82%
CEA	R\$ 85.242.671,34	R\$ 96.916.397,75	R\$ 11.673.726,41	13,69%
CELPA	R\$ 465.300.002,59	R\$ 514.078.369,87	R\$ 48.778.367,28	10,48%
CELPE	R\$ 34.933.827,26	R\$ 41.688.470,87	R\$ 6.754.643,61	19,34%
ELETROACRE	R\$ 302.590.549,94	R\$ 342.258.305,07	R\$ 39.667.755,13	13,11%
EMT	R\$ 63.688.810,77	R\$ 103.804.272,62	R\$ 40.115.461,85	62,99%
PETROBRAS	R\$ 57.671.761,61	R\$ 55.964.363,65	-R\$ 1.707.397,96	-2,96%
GERA	R\$ 22.636.406,47	R\$ 24.883.161,12	R\$ 2.246.754,65	9,93%
MANAUARA	R\$ 23.266.315,07	R\$ 28.534.105,85	R\$ 5.267.790,78	22,64%
RAESA	R\$ 35.507.524,70	R\$ 37.712.021,93	R\$ 2.204.497,23	6,21%

Tabela 21 – Comparação dos Custos Totais de Geração

- **Amazonas D**

Variação: R\$ 348.835.133,60 (+6%)

Análise: o aumento é devido aos efeitos da desverticalização definidos por meio do despacho nº 3.127 de 21 de dezembro de 2018, que configurou a AmGT como beneficiária da CCC pelo combustível utilizado para atendimento do leilão da UTE Mauá 3. Como a mesma se trata de uma geradora de energia não são aplicados descontos de ACRMédio e de ineficiência de distribuição (Fc).

Outro fator determinante para tal elevação se deve ao Decreto Estadual nº 40.628/2019, que modificou a estrutura do recolhimento do ICMS para substituição tributária da cadeia, impossibilitando a recuperação do referido imposto pela distribuidora.

- **Roraima**

Variação: R\$ 318.241.507,85 (+25%)

Análise: o aumento é devido a indisponibilidade de suprimento de energia oriundo da importação da Venezuela e crescimento de 4,5% da carga impulsionada pelo fluxo de migratório no estado. Esses fatores impactam diretamente no consumo de óleo diesel e custos de contratação por disponibilidade nas usinas da capital de Roraima.

- **CEA**

Variação: R\$ 11.673.726,41 (+14%)

Análise: o aumento do custo é devido à elevação de 13,01% da carga com correspondente geração dos PIs no estado do Amapá.

- **CELPA:**

Variação: R\$ 48.778.367,28 (+10%)

Análise: o aumento é devido a inclusão dos CCVEEs das PCHs Salto Buriti (CCVEE nº 082/2004) e Salto Curuá (CCVEE nº 081/2004), determinadas por meio do ofício nº 459/2018 - SFF/Aneel.

- **CELPE:**

Variação: R\$ 6.754.643,61 (+19%)

Análise: o aumento do custo é devido a elevação em 17% da carga e correspondente geração própria na localidade de Fernando de Noronha (PE) impulsionada pelo desenvolvimento do turismo na região.

- **ELETROACRE:**

Variação: R\$ 39.667.755,13 (+13%)

Análise: o aumento do custo é devido à elevação de 9,1% da carga com correspondente geração dos PIEs no estado do Acre impulsionado pelo desenvolvimento da indústria local e crescimento do PIB.

- **EMT:**

Variação: R\$ 40.115.461,85 (+63%)

Análise: o aumento é devido a inclusão dos contratos das PCHs citadas no quadro 2, determinadas por meio do ofício nº 459/2018 - SFF/Aneel e a elevação de 7% da carga impulsionada pela economia local baseada no agronegócio.

- **PETROBRAS:**

Variação: -R\$ 1.707.397,96 (-3%)

Análise: a redução do custo é devida a desaceleração da extração da bauxita no estado do Pará, o que acarretou na diminuição da carga verificada em 21,8% na Alcoa Beneficiamento e 2,8% na Alcoa Porto.

- **GERA:**

Variação: R\$ 2.246.754,65 (+10%)

Análise: o aumento é devido a imprevisibilidade do religamento das máquinas e utilização do óleo combustível A-1 para partida dos geradores com turbinas a gás.

- **MANAUARA:**

Variação: R\$ 5.267.790,78 (+23%)

Análise: o aumento é devido a imprevisibilidade do religamento das máquinas e utilização do óleo combustível A-1 para partida dos geradores com turbinas a gás.

- **RAESA**

Variação: R\$ 2.204.497,23 (+6%)

Análise: o aumento é devido a imprevisibilidade do religamento das máquinas e utilização do óleo combustível A-1 para partida dos geradores com turbinas a gás.

Tendo em vista a não realização dos reembolsos para as beneficiárias Tambaqui e Jaraqui em 2019, por falta de certidões de adimplemento e/ou o registro de dados de medição no SCD, não se verificou variações a ser justificadas no presente relatório.

Para a beneficiária CERON não se identificou variação expressiva, apresentando apenas 0,39% na presente comparação.

6.4. ALTERAÇÕES NOS SISTEMAS

As interligações de usinas com o SIN no decorrer do ano de 2019 foram da usina Alenquer e Monte Alegre, pertencentes a Celpa e para o ano de 2020 não há previsões de interligações.

De acordo com os dados encaminhados pelo ONS, a previsão da carga para o próximo ano de algumas distribuidoras, apresentará um aumento de 3,3% em relação a 2019. A seguir, o Gráfico 3 apresenta a comparação do Plano Anual de 2019 com o de 2020 na expectativa de carga do Sisol.

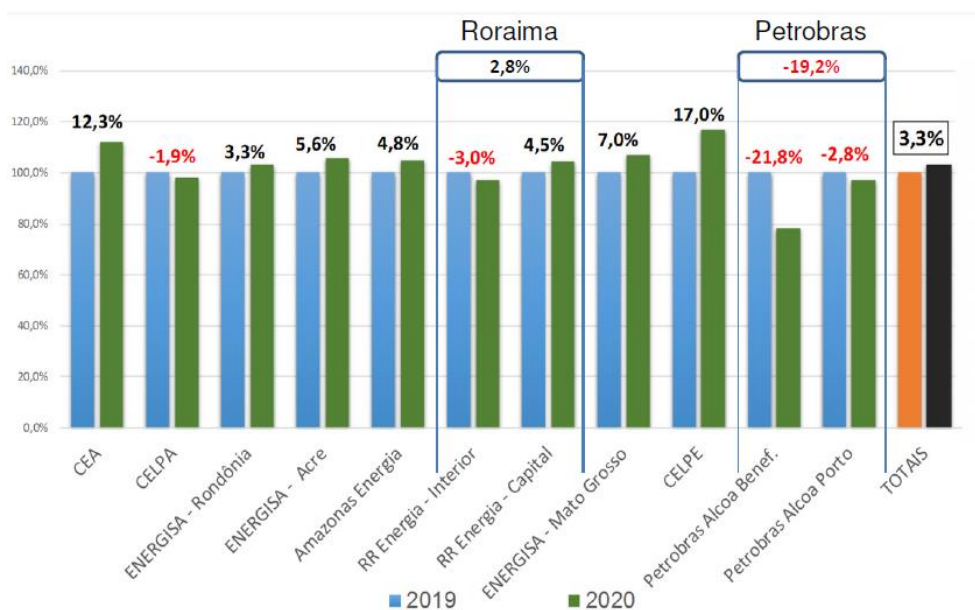


Gráfico 3 - Carga de Energia e Taxa de Crescimento
Fonte: ONS

6.5. CENÁRIO 2 – SENSIBILIDADE DE ENTRADA DO LEILÃO 02/2016

Entretanto, conforme cenário de sensibilidade apresentado pelo ONS, em relação ao atraso na entrada em operação das usinas vencedoras do leilão nº 02/2016 (AM), calcula-se um valor adicional apresentado na tabela 22.

A partir da análise realizada, identificou-se um aumento de 7,7% (R\$ 134.592.789,80) no cenário 2, quando comparado ao valor estimado com a contratação do leilão (cenário base), devido aos custos médios de leilão serem inferiores ao custo proveniente da geração própria da distribuidora.

Leilão	Usina/Localidade	Sem Leilão (Total GP)	Com Leilão (Total PIE*)	Variação (GP - PIE)	Variação Méd. Mensal	% de Variação com entrada de leilão (PIE/GP)
CCESI-AGGREKO-Lote A-II	MURITUBA	R\$ 1.075.272,37	R\$ 2.888.975,79	-R\$ 1.813.703,42	-R\$ 151.141,95	168,67%
	JAPURA	R\$ 1.271.217,75	R\$ 3.058.097,26	-R\$ 1.786.879,51	-R\$ 148.906,63	140,56%
	LIMOEIRO	R\$ 10.014.838,89	R\$ 11.571.595,43	-R\$ 1.556.756,54	-R\$ 129.729,71	15,54%
	VILA BITTENCOURT	R\$ 1.623.070,85	R\$ 2.466.007,70	-R\$ 842.936,85	-R\$ 70.244,74	51,93%
	CAIAMBÉ	R\$ 5.660.046,91	R\$ 6.101.893,26	-R\$ 441.846,35	-R\$ 36.820,53	7,81%
	ITAMARATI	R\$ 10.974.585,31	R\$ 10.692.890,44	R\$ 281.694,87	R\$ 23.474,57	-2,57%
	IPIXUNA	R\$ 13.740.131,86	R\$ 13.038.469,94	R\$ 701.661,92	R\$ 58.471,83	-5,11%
	JURUA	R\$ 11.738.783,33	R\$ 10.972.538,65	R\$ 766.244,69	R\$ 63.853,72	-6,53%
	UARINÍ	R\$ 17.697.411,01	R\$ 16.317.052,53	R\$ 1.380.358,48	R\$ 115.029,87	-7,80%
	CARAUARI	R\$ 38.443.091,84	R\$ 36.806.601,26	R\$ 1.636.490,58	R\$ 136.374,22	-4,26%
	MARAA	R\$ 17.724.451,05	R\$ 16.087.854,17	R\$ 1.636.596,88	R\$ 136.383,07	-9,23%
	ALVARÃES	R\$ 17.189.218,49	R\$ 15.351.546,80	R\$ 1.837.671,69	R\$ 153.139,31	-10,69%
	EIRUNEPÉ	R\$ 36.824.175,10	R\$ 34.768.508,20	R\$ 2.055.666,90	R\$ 171.305,57	-5,58%
	TEFFÉ	R\$ 130.884.077,07	R\$ 128.101.451,09	R\$ 2.782.625,98	R\$ 231.885,50	-2,13%
CCESI-AGGREKO-Lote A-III	IPIRANGA	R\$ 1.145.808,39	R\$ 3.010.424,88	-R\$ 1.864.616,48	-R\$ 155.384,71	162,73%
	ESTIRÃO DO EQUADOR	R\$ 1.420.336,15	R\$ 3.070.716,70	-R\$ 1.650.380,55	-R\$ 137.531,71	116,20%
	PALMEIRAS	R\$ 1.393.398,63	R\$ 2.986.917,88	-R\$ 1.593.519,24	-R\$ 132.793,27	114,36%
	FEIJÓAL	R\$ 3.129.847,52	R\$ 3.681.183,04	-R\$ 551.335,52	-R\$ 45.944,63	17,62%
	BETÂNIA	R\$ 3.230.511,48	R\$ 3.386.285,39	-R\$ 155.773,91	-R\$ 12.981,16	4,82%
	AMATURA	R\$ 10.901.055,77	R\$ 10.898.389,67	R\$ 2.666,10	R\$ 222,17	-0,02%
	TONANTINS	R\$ 16.232.110,02	R\$ 16.206.993,89	R\$ 25.116,13	R\$ 2.093,01	-0,15%
	BELEM DO SOLIMÕES	R\$ 4.590.977,94	R\$ 4.236.268,64	R\$ 354.709,30	R\$ 29.559,11	-7,73%
	ALTEROSA	R\$ 2.545.907,93	R\$ 1.859.475,01	R\$ 686.432,92	R\$ 57.202,74	-26,96%
	SANTA RITA	R\$ 5.713.125,17	R\$ 4.699.475,59	R\$ 1.013.649,58	R\$ 84.470,80	-17,74%
	SÃO PAULO DE OLIVENÇA	R\$ 20.670.577,87	R\$ 19.116.226,44	R\$ 1.554.351,44	R\$ 129.529,29	-7,52%
	BENJAMIN CONSTANT	R\$ 49.137.598,92	R\$ 46.966.881,90	R\$ 2.170.717,02	R\$ 180.893,09	-4,42%
	SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ	R\$ 25.423.097,97	R\$ 22.925.517,18	R\$ 2.497.580,79	R\$ 208.131,73	-9,82%
	FONTE BOA	R\$ 30.982.506,63	R\$ 27.490.447,78	R\$ 3.492.058,85	R\$ 291.004,90	-11,27%
JUTAI	R\$ 27.867.191,74	R\$ 24.087.446,94	R\$ 3.779.744,80	R\$ 314.978,73	-13,56%	
TABATINGA	R\$ 99.297.979,99	R\$ 94.573.145,08	R\$ 4.724.834,91	R\$ 393.736,24	-4,76%	
CCESI-OLIVEIRA ENER. LoteB-I-A	MAUÉS	R\$ 70.538.391,17	R\$ 87.904.311,25	-R\$ 17.365.920,08	-R\$ 1.447.160,01	24,62%
	BARREIRINHA	R\$ 27.292.914,30	R\$ 27.104.401,36	R\$ 188.512,95	R\$ 15.709,41	-0,69%
	PEDRAS	R\$ 4.077.156,45	R\$ 3.242.836,31	R\$ 834.320,14	R\$ 69.526,68	-20,46%
	URUCURITUBA	R\$ 29.669.012,03	R\$ 28.479.518,56	R\$ 1.189.493,47	R\$ 99.124,46	-4,01%
	VILA AMAZÔNIA	R\$ 14.688.550,97	R\$ 13.306.520,25	R\$ 1.382.030,72	R\$ 115.169,23	-9,41%
	BOA VISTA DO RAMOS	R\$ 22.721.957,89	R\$ 20.641.923,09	R\$ 2.080.034,80	R\$ 173.336,23	-9,15%
	BARCELOS	R\$ 24.814.965,23	R\$ 27.381.648,38	-R\$ 2.566.683,15	-R\$ 213.890,26	10,34%
CCESI-OLIVEIRA ENERGIA-B-I	AUGUSTO MONTENEGRO	R\$ 825.334,77	R\$ 1.754.641,14	-R\$ 929.306,37	-R\$ 77.442,20	112,60%
	NOVO AIRÃO	R\$ 28.268.710,95	R\$ 28.180.445,34	R\$ 88.265,61	R\$ 7.355,47	-0,31%
	CUÇUÍ	R\$ 1.592.324,92	R\$ 1.264.384,47	R\$ 327.940,45	R\$ 27.328,37	-20,60%
	IAUARETE	R\$ 2.364.003,70	R\$ 1.994.984,89	R\$ 369.018,81	R\$ 30.751,57	-15,61%
	MOURA	R\$ 1.679.849,47	R\$ 1.267.073,92	R\$ 412.775,55	R\$ 34.397,96	-24,57%
	SANTANA DO UATUMÁ	R\$ 1.447.135,73	R\$ 973.033,95	R\$ 474.101,78	R\$ 39.508,48	-32,76%
	SANTA ISABEL DO RIO NEGRO	R\$ 13.537.747,46	R\$ 12.870.502,15	R\$ 667.245,30	R\$ 55.603,78	-4,93%
	VILA DE LINDOIA	R\$ 7.729.225,21	R\$ 7.039.682,74	R\$ 689.542,47	R\$ 57.461,87	-8,92%
	SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÁ	R\$ 13.662.897,90	R\$ 12.945.190,02	R\$ 717.707,88	R\$ 59.808,99	-5,25%
	NHAMUNDA	R\$ 21.981.616,49	R\$ 21.224.863,12	R\$ 756.753,36	R\$ 63.062,72	-3,44%
	CARVOEIRO	R\$ 1.205.634,64	R\$ 225.770,14	R\$ 979.864,51	R\$ 81.655,38	-81,27%
	URUCARÁ	R\$ 27.239.759,01	R\$ 25.399.778,33	R\$ 1.839.980,67	R\$ 153.331,72	-6,75%
	NOVO REMANSO	R\$ 33.168.989,71	R\$ 30.969.844,54	R\$ 2.199.145,16	R\$ 183.262,10	-6,63%
	CABURÍ	R\$ 10.203.666,24	R\$ 6.546.383,82	R\$ 3.657.282,42	R\$ 304.773,54	-35,84%
CCESI-OLIVEIRA ENERGIA-Lote B-II	ARARA	R\$ 1.442.091,94	R\$ 871.018,64	R\$ 571.073,30	R\$ 47.589,44	-39,60%
	VILA URUCURITUBA	R\$ 1.944.360,40	R\$ 1.280.731,05	R\$ 663.629,34	R\$ 55.302,45	-34,13%
	BELO MONTE	R\$ 1.736.808,13	R\$ 1.034.596,59	R\$ 702.211,53	R\$ 58.517,63	-40,43%
	SACAMBÚ	R\$ 2.530.704,81	R\$ 1.742.250,16	R\$ 788.454,65	R\$ 65.704,55	-31,16%
	CAMPINAS	R\$ 2.207.184,45	R\$ 1.418.428,93	R\$ 788.755,52	R\$ 65.729,63	-35,74%
	ITAPURU	R\$ 2.313.942,15	R\$ 1.497.548,07	R\$ 816.394,08	R\$ 68.032,84	-35,28%
	PARAUA	R\$ 2.656.085,23	R\$ 1.539.279,45	R\$ 1.116.805,78	R\$ 93.067,15	-42,05%
	CAVIANA	R\$ 3.879.449,08	R\$ 2.710.708,62	R\$ 1.168.740,46	R\$ 97.395,04	-30,13%
	TUIUÉ	R\$ 3.577.362,16	R\$ 2.325.072,89	R\$ 1.252.289,27	R\$ 104.357,44	-35,01%
	BERURI	R\$ 20.522.278,20	R\$ 19.064.981,88	R\$ 1.457.296,32	R\$ 121.441,36	-7,10%
	PAUINI	R\$ 14.630.818,02	R\$ 12.338.045,26	R\$ 2.292.772,76	R\$ 191.064,40	-15,67%
	MANAQUIRI	R\$ 30.238.618,73	R\$ 27.906.807,90	R\$ 2.331.810,83	R\$ 194.317,57	-7,71%
	BOCA DO ACRE	R\$ 51.740.096,50	R\$ 49.288.476,95	R\$ 2.451.619,55	R\$ 204.301,63	-4,74%
	TAPAUÁ	R\$ 21.546.385,79	R\$ 18.796.621,17	R\$ 2.749.764,63	R\$ 229.147,05	-12,76%
	CANUTAMA	R\$ 13.737.329,95	R\$ 10.823.905,40	R\$ 2.913.424,55	R\$ 242.785,38	-21,21%
	LABREA	R\$ 52.947.589,16	R\$ 49.970.698,56	R\$ 2.976.890,61	R\$ 248.074,22	-5,62%
	CAREIRO	R\$ 16.810.957,63	R\$ 13.015.195,28	R\$ 3.795.762,35	R\$ 316.313,53	-22,58%
	NOVO CÉU	R\$ 21.187.187,42	R\$ 16.343.398,61	R\$ 4.843.788,81	R\$ 403.649,07	-22,86%
	CASTANHO	R\$ 104.740.246,81	R\$ 95.100.868,74	R\$ 9.639.378,07	R\$ 535.521,00	-9,20%
CCESI-POWERTECH-Lote B-III	SUCUNDURÍ	R\$ 1.803.128,38	R\$ 1.073.217,61	R\$ 729.910,77	R\$ 60.825,90	-40,48%
	AUXILIADORA	R\$ 2.851.488,16	R\$ 1.650.473,27	R\$ 1.201.014,89	R\$ 100.084,57	-42,12%
	AXINIM	R\$ 3.872.031,86	R\$ 2.178.013,67	R\$ 1.694.018,20	R\$ 141.168,18	-43,75%
	MATUPI	R\$ 24.250.738,62	R\$ 16.495.972,91	R\$ 7.754.765,71	R\$ 646.230,48	-31,98%
	NOVO ARIPUANÃ	R\$ 33.365.904,17	R\$ 25.495.617,00	R\$ 7.870.287,16	R\$ 655.857,26	-23,59%
	APUI	R\$ 31.315.902,59	R\$ 23.345.915,45	R\$ 7.969.987,13	R\$ 664.165,59	-25,45%
CCESI-VPOWER-Autazes	AUTAZES	R\$ 49.226.905,90	R\$ 39.326.795,73	R\$ 9.900.110,16	R\$ 825.009,18	-20,11%
	BORBA	R\$ 40.426.616,97	R\$ 33.896.050,80	R\$ 6.530.566,17	R\$ 544.213,85	-16,15%
CCESI-VPOWER-Lote B III-A	HUMAITA	R\$ 102.603.616,97	R\$ 95.249.489,71	R\$ 7.354.127,26	R\$ 612.843,94	-7,17%
	NOVA OLINDA DO NORTE	R\$ 46.602.964,65	R\$ 36.253.119,01	R\$ 10.349.845,64	R\$ 862.487,14	-22,21%
CCESI-VPOWER-SÃO GABRIEL DA C.	SÃO GABRIEL DA CACHEIRA	R\$ 58.968.783,09	R\$ 48.166.720,69	R\$ 10.802.062,39	R\$ 900.171,87	-18,32%
Total Geral		R\$ 1.742.929.826,09	R\$ 1.608.337.036,29	R\$ 134.592.789,80	R\$ 137.620,44	-7,72%

* O valor apurado da tarifa do leilão (PIE) contempla a remuneração de ativo do investimento recuperado na parcela fixa.

Tabela 22 – Análise da sensibilidade das usinas do Leilão nº 02/2016

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:** Recurso do fundo RGR que foi utilizado 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 9.022/17, Art. 27);
- **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\$ 2,038 milhões, e 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 do parágrafo único, do art. 21-A da Lei nº 12.783/2013;
- **Financiamento 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;

- **Encargos Financeiros:** correspondem ao recebimento de atualização monetária aplicada sobre as reposições de empréstimos e financiamentos concedidos;
- **Empréstimo Distribuidoras:** Refere-se aos empréstimos realizados por cada uma das distribuidoras designadas, que não tiveram seus contratos de concessão prorrogados pelo MME. Tais empresas são denominadas designadas até que seja concluído o processo de licitação para contratação de um novo concessionário. Atualmente, a única distribuidora que ainda está em processo licitatório é a CEA;
- **MME:** Como determinado na Lei Federal nº 5.655 de 1971, alterada pela Lei nº 13.360 de 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 informadas pela Aneel;
- **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 12.783/13 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 através 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 do pagamento da primeira parcela;

- **Medida Provisória 855/2018:** permitiu às concessões de distribuição de energia elétrica, de que trata o § 1º-A do artigo 8º da Lei nº 12.783, de 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 nos §§12 e 16 do artigo 3º, da Lei nº 12.111, de 2009. O Despacho nº 1.962/2019, homologou o Termo de Compromisso firmado entre a CCEE e a Amazonas Energia S.A, 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, capítulo 6, item 86. 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. Tal valor é divulgado na Nota Técnica da Audiência Pública de aprovação do orçamento anual das contas setoriais.

7.2. ORÇAMENTO RGR

As premissas adotadas para elaboração do orçamento 2020 estão listadas na Tabela 23, a seguir.

ORÇAMENTO RGR 2020

RGR	JANEIRO	FEVEREIRO	MARÇO	ABRIL	MAIO	JUNHO	JULHO	AGOSTO	SETEMBRO	OUTUBRO	NOVEMBRO	DEZEMBRO	ORÇAMENTO 2020
SALDO INICIAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENTRADAS	121.566.977,83	121.406.450,21	140.532.443,96	121.052.282,59	119.956.605,37	119.799.478,38	119.526.680,79	110.369.836,67	128.967.190,66	109.224.400,42	108.154.910,36	107.995.406,99	1.428.552.664,23
Quotas RGR Geradoras E Transmissoras	71.262.585,87	71.262.585,87	71.262.585,87	71.262.585,87	71.262.585,87	71.262.585,87	71.262.585,87	62.265.449,89	62.265.449,89	62.265.449,89	62.265.449,89	62.265.449,89	810.165.350,52
Amortização e Juros De Reversão	2.881.915,97	2.873.168,36	2.864.420,74	2.855.673,12	2.846.925,51	2.838.177,89	2.829.430,27	2.820.682,65	2.811.935,04	2.803.187,42	2.794.439,80	2.785.692,19	34.005.648,96
Reposição Empréstimo Financiamentos Concedidos	20.900.175,85	20.900.175,85	20.900.175,85	20.900.175,85	20.900.175,85	20.900.175,85	20.900.175,85	20.900.175,85	20.900.175,85	20.900.175,85	20.900.175,85	20.900.175,85	250.802.110,20
Encargos Financeiros	11.944.289,52	11.792.509,51	30.929.026,73	11.488.956,92	11.337.598,50	11.189.854,72	11.042.113,58	10.894.857,07	30.247.872,50	10.603.487,03	10.459.731,66	10.319.797,07	172.250.094,81
Financiamentos Concedidos	14.578.010,62	14.578.010,62	14.576.234,77	14.544.890,83	13.609.319,64	13.608.684,05	13.492.375,22	13.488.671,21	12.741.757,38	12.652.100,24	11.735.113,16	11.724.292,00	161.329.459,74
SAÍDAS	48.147.726,90	48.280.248,98	48.409.178,03	48.547.116,94	48.678.732,88	48.808.711,90	48.947.283,89	48.819.802,47	48.953.834,25	49.087.866,02	49.219.921,21	49.351.364,75	585.251.788,20
Empréstimos Distribuição	12.474.753,48	12.474.753,48	12.474.753,48	12.474.753,48	12.474.753,48	12.474.753,48	12.474.753,48	12.474.753,48	12.474.753,48	12.474.753,48	12.474.753,48	12.474.753,48	149.697.041,76
MME Ministério Minas E Energia	2.137.877,58	2.137.877,58	2.137.877,58	2.137.877,58	2.137.877,58	2.137.877,58	2.137.877,58	1.867.963,50	1.867.963,50	1.867.963,50	1.867.963,50	1.867.963,50	24.304.960,56
Indenizações Das Concessões	360.472,64	360.472,64	360.472,64	360.472,64	360.472,64	360.472,64	360.472,64	360.472,64	360.472,64	360.472,64	360.472,64	360.472,64	4.325.671,72
Encargos Financeiros	1.323.217,28	1.455.739,36	1.584.668,41	1.722.607,32	1.854.223,26	1.984.202,28	2.122.774,27	2.265.206,93	2.399.238,71	2.533.270,48	2.665.325,67	2.796.769,21	24.707.243,18
Medida Provisória 855/2018	31.851.405,92	31.851.405,92	31.851.405,92	31.851.405,92	31.851.405,92	31.851.405,92	31.851.405,92	31.851.405,92	31.851.405,92	31.851.405,92	31.851.405,92	31.851.405,92	382.216.870,98
TRANSFERÊNCIA PARA OUTROS FUNDOS	73.419.250,93	73.126.201,23	92.123.265,93	72.505.165,65	71.277.872,49	70.990.766,48	70.579.396,90	61.550.034,20	80.013.356,41	60.136.534,40	58.934.989,15	58.644.042,24	843.300.876,02
Transferência Para Fundo CDE	73.419.250,93	73.126.201,23	92.123.265,93	72.505.165,65	71.277.872,49	70.990.766,48	70.579.396,90	61.550.034,20	80.013.356,41	60.136.534,40	58.934.989,15	58.644.042,24	843.300.876,02
SALDO FINAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabela 23 - Previsão Orçamentária RGR (R\$)

7.3. COMPARATIVOS RGR

- I) Análise comparativa entre o orçamento aprovado para 2019 com a proposta orçamentária para 2020:

ORÇAMENTO RGR (em R\$ milhões)					RESPONSÁVEIS	Variação 2020 x 2019
DESPESAS	2018¹	2019	2020			
EMPRÉSTIMO DISTRIBUIDORAS DESIGNADAS	-1.485	-151	-150	ANEEL	-0,86%	
INDENIZACOES DAS CONCESSOES	-4	-4	-4	ANEEL	8,14%	
MINISTERIO MINAS E ENERGIA	-23	-25	-24	ccee	-1,17%	
PROCESSOS JUDICIAIS, IMPOSTOS E ENCARGOS FINANCEIROS	-160	0	-25	ccee	0,00%	
HONORÁRIOS DE SUCUMBÊNCIA	0	0	0	ccee	0,00%	
TRANSFERENCIA PARA CDE	-478	-1.240	-843	ANEEL	-31,99%	
MEDIDA PROVISÓRIA 855	0	-291	-382	ANEEL	31,35%	
TOTAL	-2.150	-1.711	-1.429		-16,51%	

ORÇAMENTO RGR (em R\$ milhões)					RESPONSÁVEIS	Variação 2020 x 2019
RECEITAS	2018¹	2019	2020			
SALDO INICIAL	394	151	0	ccee	-100,00%	
AMORTIZAÇÃO E JUROS DE REVERSÃO	108	35	34	ANEEL	-2,84%	
FINANCIAMENTOS CONCEDIDOS	549	343	161	Eletrobras	-52,97%	
QUOTAS RGR GERADORAS TRANSMISSORAS	755	822	810	ANEEL	-1,44%	
RENEGOCIAÇÃO RGR	23	15	0	ccee	-100,00%	
REPOSICAO EMPREST FINANCIAMENTOS CONCEDIDOS	321	251	251	ANEEL	-0,08%	
ENCARGOS FINANCEIROS	0	94	172	ccee	83,24%	
TOTAL	2.150	1.711	1.429		-16,51%	

Tabela 24 – Comparativo Orçamentário – RGR (R\$)

- II) Análise comparativa entre o orçamento realizado de janeiro a setembro e melhor estimativa de outubro a dezembro de 2019 com a proposta orçamentária de 2020:

ORÇAMENTO RGR (em R\$ milhões)				RESPONSÁVEIS	Variação 2020 x 2019
DESPESAS	ME 2019*	2020			
EMPRÉSTIMO DISTRIBUIDORAS DESIGNADAS	-778	-150	ANEEL	-80,76%	
INDENIZACOES DAS CONCESSOES	-4	-4	ANEEL	8,14%	
MINISTERIO MINAS E ENERGIA	-26	-24	ccee	-6,52%	
PROCESSOS JUDICIAIS, IMPOSTOS E ENCARGOS FINANCEIROS	-63	-25	ccee	-60,78%	
HONORÁRIOS DE SUCUMBÊNCIA	0	0	ccee	0,00%	
TRANSFERENCIA PARA CDE	-1.092	-843	ANEEL	-22,77%	
MEDIDA PROVISÓRIA 855	-287	-382	ANEEL	33,18%	
DEVOLUÇÃO DE QUOTA RGR*	-1	0	ANEEL	-100,00%	
TOTAL	-2.251	-1.429		-36,54%	

ORÇAMENTO RGR (em R\$ milhões)				RESPONSÁVEIS	Variação 2020 x 2019
RECEITAS	ME 2019*	2020			
SALDO INICIAL	295	0	ccee	-100,00%	
AMORTIZAÇÃO E JUROS DE REVERSÃO	34	34	ANEEL	0,02%	
FINANCIAMENTOS CONCEDIDOS	540	161	Eletrobras	-70,12%	
QUOTAS RGR GERADORAS TRANSMISSORAS	857	810	ANEEL	-5,46%	
RENEGOCIAÇÃO RGR	15	0	ccee	-100,00%	
REPOSICAO EMPREST FINANCIAMENTOS CONCEDIDOS	251	251	ANEEL	-0,08%	
ENCARGOS FINANCEIROS	239	172	ccee	-27,93%	
RENDIMENTO DE APLICAÇÃO FINANCEIRA*	20	0	ccee		
TOTAL	2.251	1.429		-36,54%	

* A análise acima não contempla as rubricas: rendimento de aplicação financeira, restituição de PLPT, encargos e despesas financeiras, por não haver previsão orçamentária para as mesmas.

Tabela 25 – Comparativo Realizado e Estimativa 2019 x 2020 – RGR (R\$)

Orçamento RGR - 2020

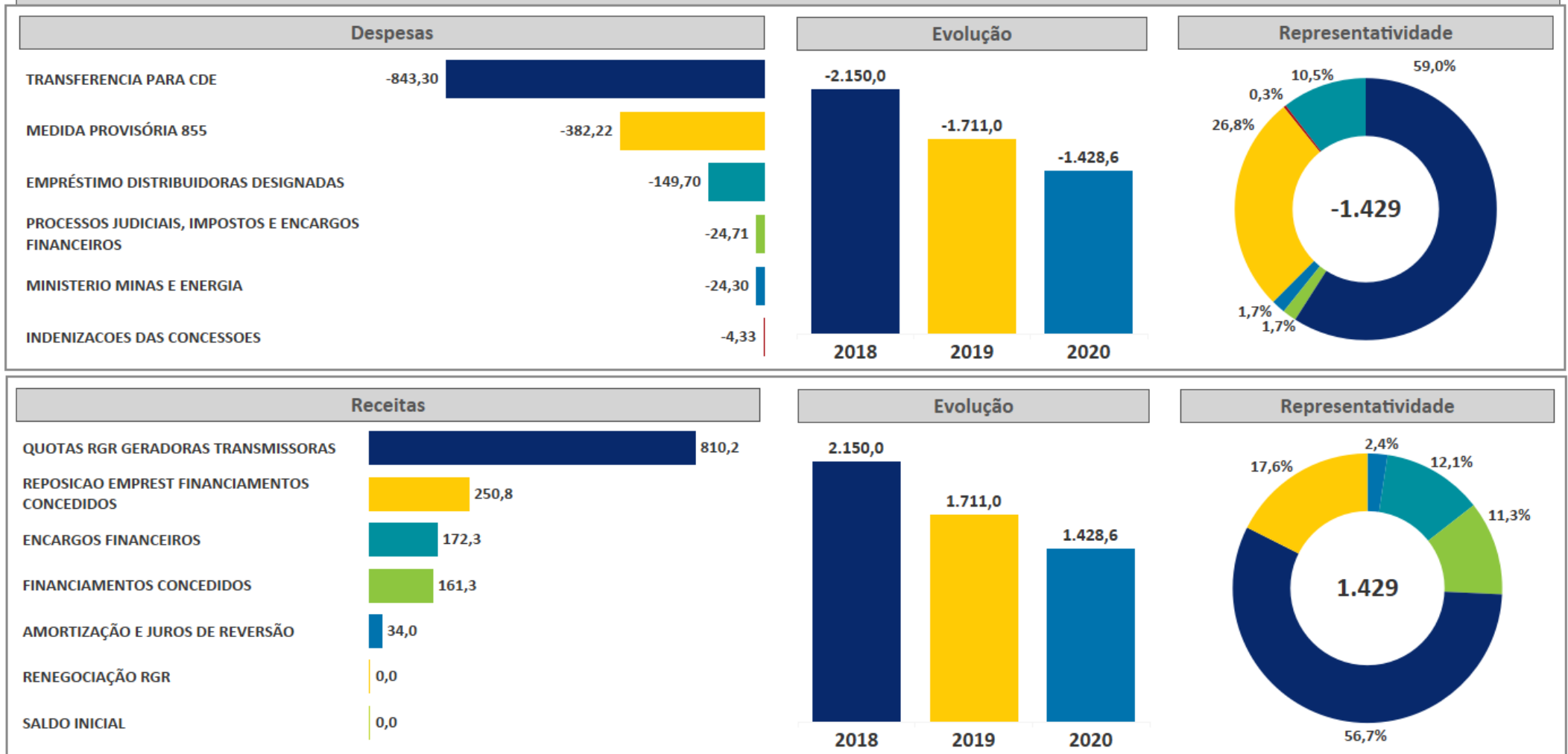


Gráfico 4 – Demonstrativo das Rubricas do PAC RGR - 2020

7.3.1. Premissas adotadas

- a) **Quotas Geradoras e Transmissoras:** Valores de junho de 2019 a julho de 2020 estão fixados no Despacho nº 2.190/2019. Para os meses de agosto a dezembro de 2020, foram considerados os valores previstos no Ofício nº 327/2019 – [Anexo nº A.IV](#);
- b) **Amortização e Juros de Reversão:** Conforme Memorando nº 524/2017 SFF/Aneel – [Anexo D.I](#);
- c) **Reposição Empréstimo Financiamentos Concedidos:** Conforme Despacho nº 1.476/2017 – [Anexo D.IV](#) e Ofício Aneel nº 400/2017 – [Anexo D.VII](#). O cálculo da parcela é composto pelo valor principal de R\$ 20.900.175,85 + 5% sobre o saldo devedor;
- d) **Financiamentos Concedidos:** Projeção encaminhada pela Eletrobras - Recebíveis sem IR, [Anexo D.II](#);
- e) **Encargos financeiros:** Atualização do valor do principal referente a indenização de concessão da empresa Santa Cruz Geração de Energia, conforme portaria nº 527/2015;
 - a. **Indenização - Correção SELIC:** Projeção Selic (Boletim Focus 27/09/2019 - [Anexo A.I](#)) sobre saldo devedor mês.
- f) **Empréstimos Distribuidoras Designadas:** Valores destinados a empréstimos concedidos a CEA, [Anexo A.IV](#);
- g) **MME:** Conforme Art. 1º, § 6º, da Lei nº 13.360/2016 - 3% sobre o valor do recebimento do valor de Quotas e Parcelamento - [Anexo D.VIII](#);
- h) **Indenizações das Concessões Lei 12.783:** Valor do principal conforme Portaria nº 527/2015 – [Anexo D.V](#);
- i) **Ofício nº 285/2019-DIR/Aneel:** Conforme Despacho nº 1962/2019 que homologou o termo de compromisso firmado entre a CCEE e Amazonas Energia para repasse de recursos nos termos da MP 855/2018 - [Anexo D.X](#).

7.3.2. Premissas não consideradas

- a) Inadimplências de quotas;
- b) Inadimplência de financiamentos concedidos (contratos sob gestão Eletrobras);
- c) As fiscalizações em andamento pela Aneel que ainda aguardam conclusão;
- d) Passivos anteriores a gestão CCEE; Correção monetária sobre as premissas de indenização de concessões – Portaria nº 527/2015;

8. BOLETIM INFO CONTAS SETORIAIS

O Boletim Info Contas Setoriais, foi criado pela CCEE com o intuito de demonstrar os resultados mensais e o andamento das contas CDE, CCC e RGR comparado com o orçamento aprovado para o ano vigente, além de exibir o saldo até o momento, valores de inadimplências, relatos excepcionais e outras informações. O mesmo está disponível para consulta no site da CCEE, assim como outros relatórios informativos ([clique aqui](#)).

The screenshot shows the CCEE website interface. At the top, there is a search bar with the text "O que está buscando?" and a "Buscar" button. Below the search bar is a navigation menu with links: INÍCIO, QUEM SOMOS, O QUE FAZEMOS, ONDE ATUAMOS, QUEM PARTICIPA, COMO PARTICIPAR, and COMUNICADOS E NOTÍCIAS. The main content area features a banner for "Informações ao mercado" and a section titled "InfoContas Setoriais". This section contains a description of the monthly publication and a search filter for "Ano" (Year) with a dropdown menu set to "Todos" and buttons for "Filtrar" and "Limpar". Below the filter, it shows "Mostrar 10 resultados" and a table with columns for "Titulo", "Descrição", and "Data".

Titulo	Descrição	Data
InfoContas Setoriais - 025 - Jul/2019	Boletim informativo mensal referente ao resultado consolidado das operações das Contas Setoriais da CDE, RGR e CCC, referente ao mês de Julho/2019.	22/08/2019
InfoContas Setoriais - 024 - Jun/2019	Boletim informativo mensal referente ao resultado consolidado das operações das Contas Setoriais da CDE, RGR e CCC, referente ao mês de Junho/2019.	23/07/2019
InfoContas Setoriais - 023 -	Boletim informativo mensal referente ao resultado consolidado das operações das Contas Setoriais da CDE, RGR e	24/06/2019

Figura 8 – Acesso ao Boletim Info Contas Setoriais no site da CCEE

The screenshot displays the "InfoContas Setoriais" report for August 2019. On the left, a sidebar highlights the "Orçamento 2019" (2019 Budget) with Resolution Homologatory nº 2.510/2018. It lists the budget amounts: CDE: R\$ 20,2 bi*, CCC: R\$ 6,3 bi, and RGR: R\$ 1,6 bi. The main content area features three gauge charts showing the percentage of spending realized for each account type as of August 2019. The CDE chart shows 63% realized, the CCC chart shows 60%, and the RGR chart shows 60%. Each chart is divided into four quadrants representing the quarters: 1st (28%), 2nd (32%), 3rd (75%), and 4th (100%).

1. Dispendio por conta
As realizações de cada uma das contas, referentes ao ano de 2019, estão dispostas a seguir:

Figura 1 - Orçamento CDE: 63%
Figura 3 - Orçamento CCC: 60%
Figura 2 - Orçamento RGR: 60%

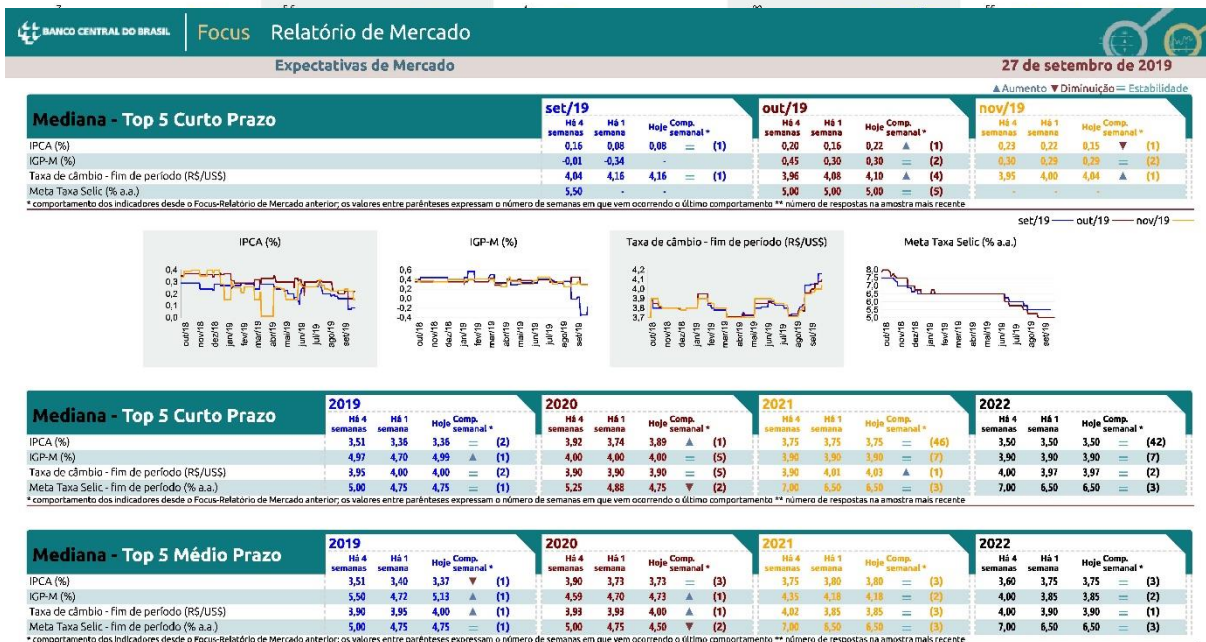
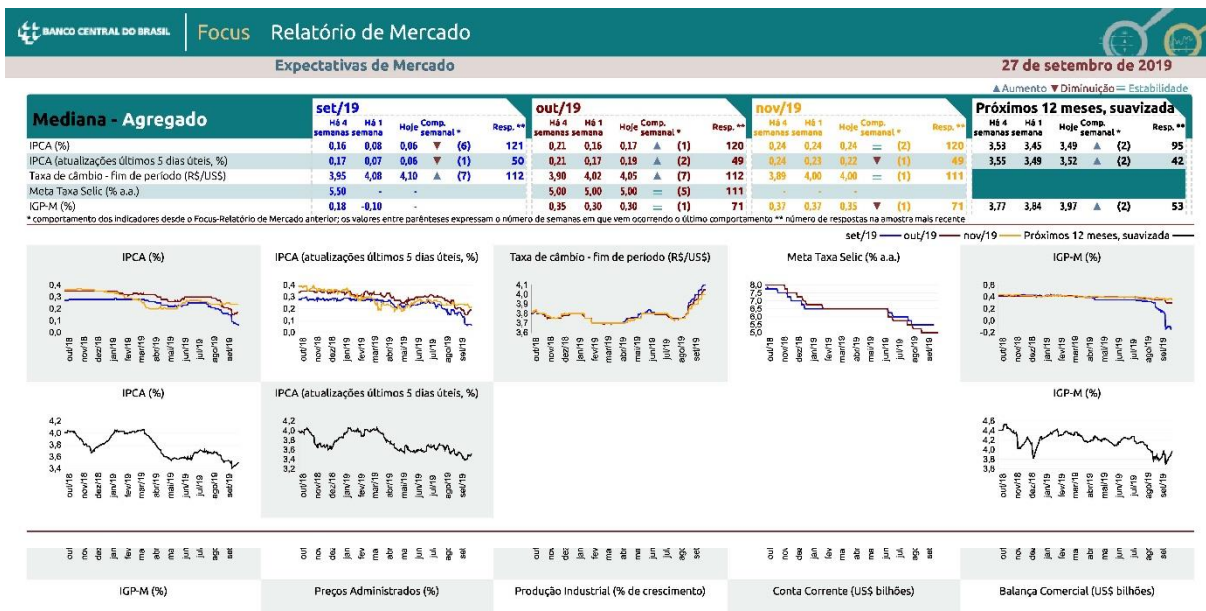
Os dispêndios das contas até o mês de agosto de 2019 foram de: R\$ 13,2 bilhões para CDE; R\$ 4,3 bilhões para CCC; e R\$ 937,9 milhões para RGR.

Figura 9 – Boletim Info Contas Setoriais – Agosto/2019

9. ANEXOS

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

A.I – Relatório FOCUS do Banco Central





Metas para a inflação

Inflação baixa, estável e previsível traz vários benefícios para a sociedade. A economia pode crescer mais, pois a incerteza na economia é menor, as pessoas podem planejar melhor seu futuro e as famílias não têm sua renda real corroída. Para alcançar esse objetivo, o Brasil adota o regime de metas para a inflação, que está em vigor desde 1999.

Esse regime tem sido exitoso no Brasil e no amplo conjunto de países que o adotam. Por esse sistema, os bancos centrais atuam para que a inflação efetiva esteja em linha com uma meta pré-estabelecida. Nesse sistema, a meta para a inflação é anunciada publicamente e funciona como uma âncora para as expectativas dos agentes sobre a inflação futura, permitindo que desvios da inflação em relação à meta sejam corrigidos ao longo do tempo.

No Brasil, a meta para a inflação é definida pelo Conselho Monetário Nacional (CMN) e cabe ao Banco Central (BC) adotar as medidas necessárias para alcançá-la. O índice de preços utilizado é o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). A meta se refere à inflação acumulada no ano. Por exemplo, **a meta para 2020 é de uma inflação de 4,00%**

No desenho atual do sistema, o CMN define em junho a meta para a inflação de três anos-calendário à frente. Por exemplo, em junho de 2018, o CMN definiu a meta para 2021. Esse horizonte mais longo reduz incertezas e melhora a capacidade de planejamento das famílias, empresas e governo.

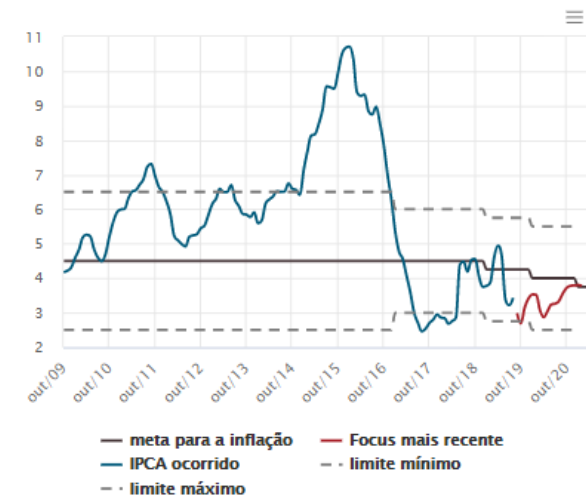
O sistema prevê ainda um intervalo de tolerância, também definido pelo CMN. Nos últimos anos, o CMN tem definido um intervalo de 1,5 ponto percentual (p.p.) para cima e para baixo. Por exemplo, no caso de 2020, a meta é de 4,00% e o intervalo é de 2,50% a 5,50%. Se a inflação ao final do ano se situar fora do intervalo de tolerância, o presidente do BC tem de divulgar publicamente as razões do descumprimento, por meio de carta aberta ao Ministro da Fazenda, presidente do CMN, contendo descrição detalhada das causas do descumprimento, as providências para assegurar o retorno da inflação aos limites estabelecidos e o prazo no qual se espera que as providências produzam efeito.

Metas para os próximos anos

2019: 4,25% | **2020: 4,00%** | 2021: 3,75% | 2022: 3,50%

Preços - IPCA e meta para a inflação

var. % em 12 meses, ocorrido, expectativas de mercado (Focus), meta para a inflação; dados mensais





Ofício nº 314/2019-SGT/ANEEL

Brasília, 16 de setembro de 2019.

Ao Senhor

Rui Guilherme Altieri Silva

Presidente do Conselho de Administração

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

São Paulo – SP

Assunto: Orçamento CDE 2020.

Senhor Presidente,

2. Em resposta à Carta CT-CCEE-1108/2019, de 05 de setembro de 2019, seguem as informações necessárias para a consolidação do orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE de 2020, nos termos do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002, e do Decreto nº 9.022, de 2017.

3. Conforme art. 9º, §2º, do Decreto nº 9.022, de 2017, compete à ANEEL encaminhar à CCEE a previsão dos valores das seguintes rubricas do orçamento anual da CDE:

- a. subvenção econômica destinada à modicidade da Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE, aplicada aos consumidores da subclasse residencial baixa renda;
- b. descontos tarifários concedidos aos usuários dos serviços de distribuição e transmissão de energia;
- c. subvenção econômica às cooperativas de eletrificação rural com reduzida densidade de carga;
- d. pagamentos anuais realizados a título de uso do bem público;
- e. pagamentos de multas aplicadas pela ANEEL; e

4. 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 2020.

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



ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: E94ADC0F004F5984 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

P. 2 do Ofício nº 314/2019- SGT/ANEEL, de 16/09/2019.

Tabela 1 - Previsões de saídas e entradas de recursos na CDE em 2020.

Item do orçamento	Previsão	Premissa
Baixa Renda	R\$ 2.618.466.007,56	Estimativa calculada considerando os seguintes parâmetros: valores concedidos nos últimos 12 meses; a previsão de variação de mercado de 3,60% (Boletim Técnico ONS - EPE - Planejamento Anual 2019/2023, do 2º Quadrimestre 2019) e de IPCA de 3,82% (Boletim FOCUS 06/09/2019, expectativas de mercado, 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\$ 3.159.552,39	Valores praticados nos últimos 12 meses, de cerca de R\$ 3,043 milhões, e a mesma projeção do IPCA utilizada para a TSEE.
Descontos na Distribuição	R\$ 8.437.051.800,32	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 em 2020, a previsão de variação de mercado de 3,60% (Boletim Técnico ONS - EPE - Planejamento Anual 2019/2023, do 2º Quadrimestre 2019) e de IPCA de 3,82% (Boletim FOCUS 06/09/2018, expectativas de mercado, mediana agregado) e os efeitos do Decreto nº 9.642/2018
Descontos na Transmissão	R\$855.197.724,60	Foram considerados os MUST contratados em 2019, a TUST do ciclo 2019/2020 para o 1º semestre e a TUST estimada do

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



ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: E94ADC0F004F5984 CONSULTE EM <http://siconet2.aneel.gov.br/siconetweb/v.aspx>

P. 2 do Ofício nº 314/2019- SGT/ANEEL, de 16/09/2019.

		ciclo 2020/2021 para o segundo semestre.
Subvenção Cooperativas	R\$ 338.663.347,66	Estimativa com base nos processos de 2019.
UBP	R\$ 774.002.524	Estimativa para o ano de 2020 (PLOA).
MULTAS	R\$ 142.679.461,00	Estimativa para o ano de 2020 (PLOA).
Universalização – Programa Luz para Todos	R\$ 1.138.343.503,00	Portaria MME Nº 358, de 12 de setembro de 2019
Quotas RGR	R\$ 810.165.350,52	Previsão da SFF/ANEEL

5. 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 4º, 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 2019.

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

Atenciosamente,

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

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



ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: E94ADC0F004F5984 CONSULTE EM <http://siconet2.aneel.gov.br/siconetweb/v.aspx>



Ofício nº 327/2019-SGT/ANEEL

Brasília, 03 de outubro de 2019.

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

Assunto: Orçamento CDE 2020 – informação atualizadas.

Senhor Presidente,

2. Em complementação ao Ofício nº 314/2019 – SGT/ANEEL, de 16/09/18, encaminhamos informações atualizadas para a consolidação do orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE de 2020, nos termos do art. 13 da Lei nº 10.438/2002, do Decreto nº 9.022/2017 e do Submódulos 5.1 e 5.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

3. Considerando os dados disponíveis no momento e as premissas descritas neste documento, a tabela abaixo apresenta as previsões atualizadas da ANEEL para os gastos da CDE com a compensação de descontos tarifários concedidos aos usuários dos sistemas de distribuição, incluindo os últimos processos tarifários aprovados no mês de setembro de 2019.

4. Tendo em vista o processo judicial 1000228-72.2018.4.01.3100, em que há decisão que determinou que a ANEEL e a União Federal para *“que procedam à licitação associada do controle acionário da Companhia de Eletricidade do Amapá- CEA juntamente com a concessão de distribuição de energia elétrica nos municípios do Estado-membro do Amapá, nos termos da Lei nº 12.783/2013, independentemente dos prazos estabelecidos nos incisos I e II do §1º - C, mantendo-se a Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA na condição de distribuidora de energia elétrica aos municípios do Estado-membro do Amapá com todos os benefícios conferidos pela Lei nº 12.783 às demais distribuidoras designadas, especialmente o acesso aos empréstimos dos recursos de Reserva Global de Reversão ou mesmo da Conta de Desenvolvimento Energético ou Conta de Consumo de Combustíveis, até que ocorra a licitação mencionada e a assunção da nova concessionária”*, também encaminhamos previsão de empréstimos da RGR a serem concedidos à CEA.

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



ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 47D3297F004FC545 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

P. 2 do Ofício nº 327/2019- SGT/ANEEL, de 03/10/2019.

Tabela 1 - Previsões de saídas e entradas de recursos na CDE em 2020.

Item do orçamento	Previsão	Premissa
Descontos na Distribuição	R\$ 8.416.727.760,98	Estimativa a partir dos repasses mensais vigentes, fixados nas resoluções homologatórias de cada distribuidora, (incluindo os últimos processos tarifários de setembro de 2019) sobre os quais aplicou-se, a partir do respectivo mês de aniversário contratual em 2020, a previsão de variação de mercado de 3,60% (Boletim Técnico ONS - EPE - Planejamento Anual 2019/2023, do 2º Quadrimestre 2019) e de IPCA de 3,82% (Boletim FOCUS 06/09/2018, expectativas de mercado, mediana agregado) e os efeitos do Decreto nº 9.642/2018
Empréstimos da RGR	R\$ 149.697.041,76	Processo judicial 1000228-72.2018.4.01.3100

5. Adicionalmente, informamos que o ACR médio de 2020, no valor de R\$ 306,55/MWh, foi fixado no Despacho SGT/ANEEL nº 2.581, de 18/09/19.

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

Atenciosamente,

DAVI ANTUNES LIMA
 Superintendente de Gestão Tarifária

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



ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 47D3297F004FC545 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

9.2. ANEXO B – CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – CDE

B.I – Ofício nº 62/2019

13/09/2019

SEI/MME - 0322365 - Ofício



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

Ofício nº 62/2019/DPUE/SEE-MME

Ao Senhor

RUI GUILHERME ALTIERI SILVA

Presidente da 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 do Programa Luz para Todos no ano de 2020.

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

Senhor Presidente,

1. Em cumprimento ao disposto no artigo 9º, § 1º, inciso I, do Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, encaminhamos para providências desta Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, a Portaria MME nº 358/2019, de 13 de setembro de 2019, que aprova o Orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE do “Programa Luz para Todos” para o ano de 2020.

Anexos: I - Portaria MME nº 358/2019 (SEI nº 0322035).
II - Publicação Portaria MME nº 358/2019 (SEI nº 0322364).

Atenciosamente,



Documento assinado eletronicamente por **Paulo Gonçalves Cerqueira, Diretor(a) do Departamento de Políticas Sociais e Universalização do Acesso à Energia Substituto(a)**, em 13/09/2019, às 12:12, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0322365** e o código CRC **9EFD46EB**.

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

SEI nº 0322365

DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO

Publicado em: 13/09/2019 | Edição: 178 | Seção: 1 | Página: 25

Órgão: Ministério de Minas e Energia/Gabinete do Ministro

PORTARIA Nº 358, DE 12 DE SETEMBRO DE 2019

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto no art. 9º, § 1º e inciso I, do Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, e o que consta no Processo nº 48370.000672/2017-90, resolve:

Art. 1º Aprovar a proposta de orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE do Programa "LUZ PARA TODOS" para o ano de 2020, de que trata o art. 4º, inciso I, do Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, na forma do Anexo à presente Portaria.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

BENTO ALBUQUERQUE

ANEXO

PROGRAMA "LUZ PARA TODOS"

ORÇAMENTO DA CDE - ANO DE 2020

UF	META	VALOR EM R\$
Acre	2.000	32.396.441,00
Amazonas	8.328	59.060.416,00
Amapá	7.850	71.629.752,00
Bahia	31.861	445.018.795,00
Goiás	2.200	31.910.444,00
Maranhão	8.162	171.997.323,00
Mato Grosso	3.657	45.513.326,00
Pará	16.541	105.418.758,00
Piauí	6.543	106.479.832,00
Rondônia	3.881	50.697.750,00
Roraima	4.029	18.220.666,00
VALOR TOTAL	95.052	1.138.343.503,00

Este conteúdo não substitui o publicado na versão certificada.



Custos Administrativos, Financeiros e Tributários

CAFT 2020

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

CCC – Conta de Consumo de Combustíveis

RGR – Reserva Global de Reversão

Setembro/2019

Sumário

1- INTRODUÇÃO	3
2- ESTIMATIVAS	4
2.1. Projeto	6
2.2. Recursos Humanos	10
2.3. Serviços Jurídicos.....	11
2.4. Custos Indiretos.....	12
2.5. Sustentação de Aplicações Sistemas Computacionais.....	12
2.6. Auditoria Independente.....	12
2.7. Despesas Gerais.....	12
ANEXO I – Relação de Horas	13
ANEXO II – Relação de Processos Jurídicos.....	14
ANEXO III – Custos Indiretos.....	18

1- INTRODUÇÃO

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”), na qualidade de responsável pela gestão dos recursos financeiros e operacionais 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 Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) a estimativa dos custos administrativos, financeiros e tributários (“CAFT”) para apreciação, validação e submissão ao processo de audiência pública no âmbito do orçamento para o exercício de 2020.

Os custos estimados para a operação apresentam como principais componentes a rubrica de Projeto que é um componente sazonal relevante e compreende a parte mais extensa e complexa da implementação, o que exigirá maior dedicação de recursos a serem aportados e a rubrica de Recursos Humanos, decorrente da gestão da operação.

Cabe ressaltar que este componente sazonal do Projeto Contas Setoriais, que tem como objetivo o desenvolvimento de sistema exclusivo para a medição e gestão das contas setoriais, foi iniciado em 2019 e com prazo de conclusão para 2021.

Para as estimativas de 2020 foram elaboradas análises comparativas aos gastos relativos a 2019 classificados como cenário projetado (movimentos realizados janeiro a julho e previstos de agosto a dezembro).

Nas estimativas para 2020 foi considerado o IPCA de 4,0% como índice inflacionário. Além disso, contemplou-se o reajuste de 5,0% para a rubrica de pessoal, em consonância com a estimativa para o acordo coletivo da CCEE.

2- ESTIMATIVAS

DESCRIÇÃO	APROVADO 2019	PROJETADO 2019	ESTIMADO 2020	% VARIÇÃO APROVADO 19 x ESTIMADO 20	% VARIÇÃO PROJETADO 19 x ESTIMADO 20
Projeto	7.586.350	10.197.829	17.834.146		
Recursos Humanos	3.501.449	2.605.274	3.542.362	1%	36%
Serviços Jurídicos	2.184.284	1.218.518	2.184.284	0%	79%
Custos Indiretos	1.372.282	909.766	1.046.910	-24%	15%
Sustentação de Aplicações Sistema Computacionais	758.299	509.803	958.782	26%	88%
Auditoria	225.701	194.494	237.448	5%	22%
Despesas Gerais	69.720	58.015	80.309	15%	38%
Subtotal	15.698.085	15.693.699	25.884.242	65%	65%
Devolução CAFT (2017-2018)	-	-	-1.036.706	-	-
Total	-	-	24.847.536	-	-

Quadro 1- CAFT CDE 2020

Os custos estimados para 2020 apresentam aumento de 65% em relação ao cenário projetado para 2019, esta variação decorre principalmente de:

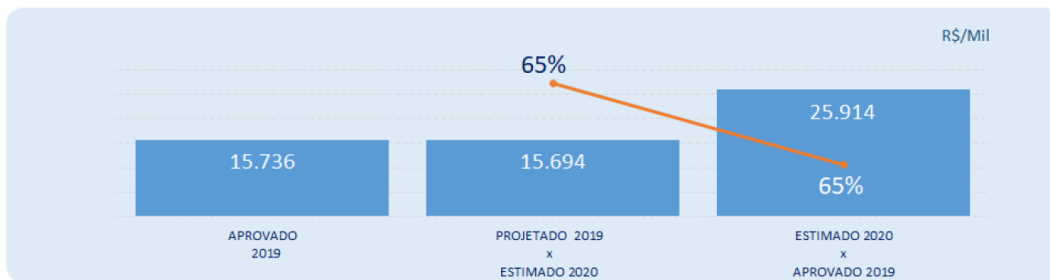
(i) Projeto - Tributação de valores de PIS, COFINS, IRPJ e CSLL incidentes pelo desenvolvimento de software específico para a gestão das contas setoriais;

(ii) Processo - Sustentação de Aplicações e Sistemas Computacionais – Aumento na expectativa de realização de recursos externos para suporte atendimento de Sustentação Computacional. A variação de 88% sobre o valor projetado de 2019 deve-se ao fato da saída de um recurso no mês de dezembro de 2018, repostado somente no mês de agosto de 2019;

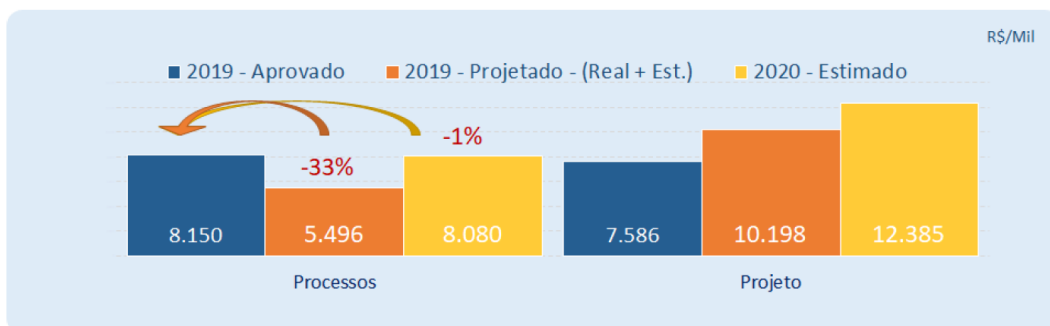
(iii) Processo - Despesas Gerais – Inclusão da solução tecnológica (Pipefy) referente a gestão documental de troca de informações para reembolso de beneficiários.

Em relação ao orçamento aprovado para o exercício de 2019, observamos aumento também de 65% sobre os valores estimados para 2020, entretanto, se desconsiderarmos a linha de Projeto, a variação apresenta redução de 1%, decorrente, principalmente, pela realização menor que o estimado em: (i) Custos Indiretos – Redução na participação dos apontamentos em processos/projetos de CDE, CCC, RGR em detrimento do total registrado pela CCEE.

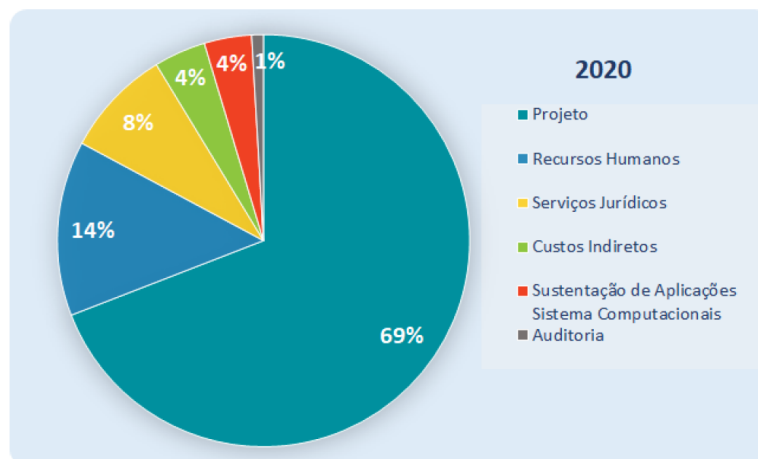
Conforme solicitado pela SFF no relatório de fiscalização Ofício 343/2019–SFF/ANEEL foi realizado o abatimento do saldo referente aos exercícios de 2017/2018 devidamente corrigido até setembro de 2019.



Quadro 2- Variação CAFT CDE



Quadro 3- Processo X Projeto



Quadro 4- Distribuição Rubricas

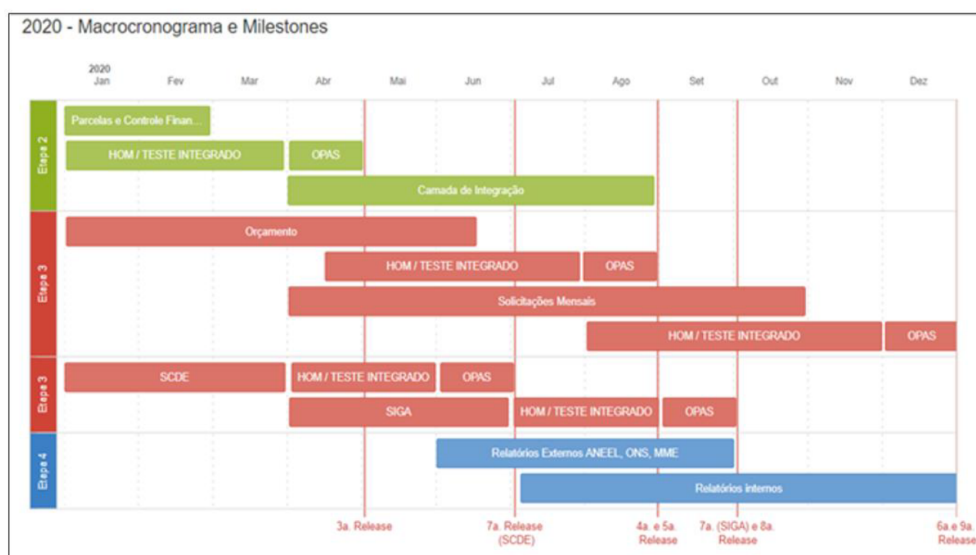
2.1. Projeto

O projeto Contas Setoriais tem seu custo total estimado em R\$ 38.577 sendo R\$ 27.301 do projeto e R\$ 11.276 de impostos. Seu desenvolvimento acontece em 3 anos consecutivos, sendo o primeiro ano iniciado em 2019 e foi estimado em R\$ 10.198mil, o ano de 2020 será o segundo ano de projeto e, compreende a parte mais extensa e complexa do projeto exigindo maior dedicação de recursos a serem aportados R\$ 17.834 mil. Para o terceiro ano, em 2021, o projeto entrará na fase final e tem como previsão o mês de agosto para o *go live*, com previsão de desembolso de R\$ 10.545mil.

DESCRIÇÃO	R\$/Mil			
	REAL. + PROJ. 2019	ESTIMADO 2020	ESTIMADO 2021	TOTAL
A) Projeto	7.586	12.385	7.329	27.301
Recursos Internos	1.688	1.881	1.577	5.146
Recursos Terceiros	5.154	9.511	5.008	19.673
Contingência	745	993	745	2.482
B) Tributação	2.611	5.449	3.215	11.276
PIS/COFINS (Compensação)	-109	-	-	-109
PIS/COFINS (Incidência)	633	1.262	747	2.642
IRPJ/CSLL	2.087	4.187	2.468	8.742
C) Custo total projeto (A + B)	10.198	17.834	10.545	38.577

Quadro 5- Composição Projeto

Abaixo o macrocronograma apresenta o planejamento das atividades do projeto que serão desenvolvidas ao longo de 2020:



Quadro 6- Macrocronograma

Destaca-se que os valores envolvidos no desenvolvimento do Projeto Contas Setoriais estão apresentados líquidos de impostos, entretanto, o Projeto em sua essência é um desenvolvimento de software, constituirá um ativo intangível que, após sua entrada em operação (“go live”), será integrado ao ativo da CCEE, gerando incremento em seu Patrimônio.

Desta forma, seguindo o estabelecido pelo Pronunciamento Conceitual Básico CPC R1 que versa a receita como sendo: “(...) aumento nos benefícios econômicos durante o período contábil sob a forma de entrada de recursos ou **aumento de ativos ou diminuições de passivos**, que resultam em aumentos do patrimônio líquido e que não estejam relacionados com a contribuição dos detentores dos instrumentos patrimoniais” ou seja, o aumento de ativo, por ser entendido como uma receita, deve sofrer incidência de PIS/COFINS e a tributação de IRPJ E CSLL.

Não obstante aos entendimentos relacionados acima, cabe destacar o entendimento sobre Ativo Intangível estabelecido pelo Comitê de Pronunciamento Contábil no CPC 04 (R1) – Ativo Intangível, onde ele classifica esse ativo em fase de pesquisa e fase de desenvolvimento:

- Fase de Pesquisa:

Nenhum ativo intangível proveniente de pesquisa deve ser reconhecido. O dispêndio com pesquisa deve ser reconhecido **como uma despesa** quando for incorrido.

Durante a fase de pesquisa de um projeto interno, a entidade não está apta a demonstrar a existência de um ativo intangível que gerará prováveis benefícios econômicos futuros. Portanto, tais gastos são reconhecidos como despesas quando incorridos.

São exemplos de atividades de Pesquisa:

- a) atividades destinadas à obtenção de novo conhecimento;
- b) busca, avaliação e seleção final das aplicações dos resultados de pesquisa ou outros conhecimentos;
- c) busca de alternativas para materiais, dispositivos, produtos, processos, sistemas ou serviços; e
- d) formulação, projeto, avaliação e seleção final de alternativas possíveis para materiais, dispositivos, produtos, processos, sistemas, ou serviços novos ou aperfeiçoados.

- Fase de Desenvolvimento:

Um ativo intangível resultante de desenvolvimento deverá ser reconhecido somente se a entidade puder demonstrar todos os aspectos a seguir enumerados:

e) a viabilidade técnica para concluir o ativo intangível de forma que ele seja disponibilizado para uso ou venda;

f) sua intenção de concluir o ativo intangível e de usá-lo ou vendê-lo;

g) sua capacidade para usar ou vender o ativo intangível;

h) a forma como o ativo intangível deverá gerar benefícios econômicos futuros. Entre outros aspectos, a entidade deverá demonstrar a existência de um mercado para os produtos do ativo intangível ou para o próprio ativo intangível ou, caso este se destine ao uso interno, a sua utilidade;

i) a disponibilidade de recursos técnicos, financeiros e outros recursos adequados para concluir seu desenvolvimento e usar ou vender o ativo intangível; e

j) sua capacidade de mensurar com segurança os gastos atribuíveis ao ativo intangível durante seu desenvolvimento.

Feita as exposições acima, é notório que o Projeto Contas Setoriais se enquadra nos preceitos estabelecidos pelo CPC 04 (R1) – Ativo Intangível.

Desta forma, no período de janeiro a junho de 2019 os custos envolvidos no projeto foram classificados como fase de estudo e reconhecidos como despesa, não sofrendo a incidência de tributação e se beneficiando do crédito de PIS/COFINS.

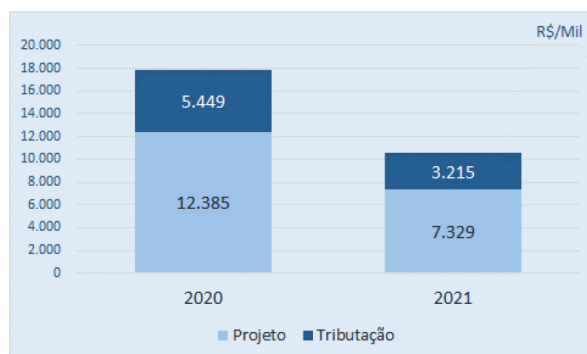
No período de julho a dezembro de 2019 e para o biênio 2020/2021 o projeto entrará na fase de desenvolvimento de ativo intangível, passando a sofrer incidência de tributação de PIS/COFINS, IRPJ e CSLL.

Em contrapartida, cabe ressaltar que após o “go live” iniciaremos o período de amortização do Projeto que se realizará em 60 meses e, desta forma, o benefício obtido pela tomada de crédito do PIS e COFINS sobre a amortização será repassado nos CAFTs futuros de Contas Setoriais.

Para melhor ilustrar as alterações sofridas pela classificação contábil o quadro abaixo apresenta o Real + Projetado de 2019 demonstrando o comportamento de reconhecimento dos custos do Projeto Contas Setoriais.

DESCRIÇÃO	RS/Mil REAL + PROJ. 2019
A) Projeto	7.586
Recursos Internos	1.688
Recursos Terceiros	5.154
Contingência	745
B) Tributação	2.611
PIS/COFINS (Compensação)	-109
PIS/COFINS (Incidência)	633
IRPJ/CSLL	2.087
C) Custo total projeto (A + B)	10.198

Quadro 7 - Demonstração custos - I



Quadro 8 - Demonstrativo custos II

Finalizando, os quadros abaixo exemplificam como faremos a compensação do PIS e COFINS após o “go live” do Projeto:

DESCRIÇÃO	2019	2020	2021	TOTAL
A) Projeto	7.586	12.385	7.329	27.301
Recursos Internos	1.688	1.881	1.577	5.146
Recursos Terceiros	5.154	9.511	5.008	19.673
Contingência	745	993	745	2.482
B) Tributação	2.611	5.449	3.215	11.385
PIS/COFINS (Incidência)	633	1.262	747	2.642
IRPJ/CSLL	2.087	4.187	2.468	8.742
C) Custo total projeto (A + B)	10.198	17.834	10.545	38.685

Quadro 9 - Demonstração total compensação

Descrição	jan-21	fev-21	mar-21	abr-21	mai-21	jun-21	jul-21	ago-21	set-21	out-21	nov-21	dez-21	Total
Recursos Humanos	280	291	289	290	289	292	285	309	311	303	305	299	3.542
Custos indiretos	86	88	87	87	87	87	87	88	88	87	87	87	1.047
Auditoria	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	237
Despesas Gerais	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	80
Serviços Jurídicos	164	164	164	164	164	164	164	179	164	164	174	159	2.184
Sustentação de Aplicações Sistema Computacionais	79	80	79	80	80	83	79	80	82	80	79	80	959
Treinamento	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	30
Total	637	652	647	651	645	655	643	685	673	663	674	654	8.080
PIS/COFINS (Compensação)										-44	-44	-44	-132
Total	637	652	647	651	645	655	643	685	673	619	630	610	7.948

Quadro 10 - Demonstrativo da compensação mensal

Descrição	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total
Recursos Humanos	3.542	3.719	3.905	4.101	4.306	4.521	20.552
Custos Indiretos	1.047	1.047	1.099	1.154	1.212	1.273	5.785
Auditoria	237	237	249	249	275	289	1.312
Despesas Gerais	80	80	84	84	89	93	444
Serviços Jurídicos	2.184	2.184	2.293	2.408	2.529	2.655	12.070
Sustentação de Aplicações Sistema Computacionais	959	959	1.007	1.057	1.110	1.165	5.298
Treinamento	30	30	32	33	35	36	166
Total	8.080	8.257	8.670	9.104	9.559	10.037	45.626
PIS/COFINS (Compensação)	-132	-528	-528	-528	-528	-396	-2.642
Total	7.948	7.729	8.142	8.575	9.030	9.640	42.984

Quadro 11 - Demonstrativo da compensação anual

2.2. Recursos Humanos

Foram estimadas 26.494 horas para atendimento do processo, 367 horas a mais em relação ao valor aprovado para 2019. O quadro seguinte apresenta as maiores variações positivas e negativas, classificadas por gerência executiva:

Horas/ano

GERÊNCIA EXECUTIVA	Orçado	Realizado	Estimativa	ES - OR	ES - RE
FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	16.433	18.823	20.590	4.158	1.768
CADASTROS & CONTRATOS	2.158	2.102	2.500	342	398
GESTÃO DE PESSOAS	0	46	96	96	50
COMPLIANCE, RISCOS, AUDITORIA INTERNA E SEGURANÇA DA INFORMAÇÃO	12	54	36	24	-18
JURÍDICO	2.700	3.169	2.710	10	-459
ASSUNTOS REGULATÓRIOS	72	190	75	3	-115
REGRAS & CAPACIAÇÃO	0	537	0	0	-537
CONTABILIZAÇÃO & LIQUIDAÇÃO	0	3	0	0	-3
ARQUITETURA DE SISTEMAS	0	2.063	0	0	-2.063
SUPORTE & INFRAESTRUTURA	0	90	0	0	-90
RELAÇÕES INSTITUCIONAIS	24	7	4	-20	-3
GESTÃO DA ESTRATÉGIA DESENHO ORGANIZACIONAL E NOVOS SERVIÇOS	60	70	0	-60	-70
ASSESSORIA DE NEGÓCIO, PORTFÓLIO E CONTROLE DA TM	696	626	291	-405	-335
GESTÃO DE APLICAÇÕES	1.931	1.234	96	-1.835	-1.138
MONITORAMENTO, GESTÃO DE PENALIDADES & INFORMAÇÕES	2.042	123	96	-1.946	-27
TOTAL	26.127	29.136	26.494	367	-2.642

Quadro 12- RH variações gerência executiva

▪ **Finanças, Administrativo & Conta Setoriais:** Aumento de 4.158 horas em relação ao total aprovado para o exercício de 2019. Esta variação decorre de: (i) Aumento na estimativa de horas que serão realizadas pela gerência executiva referente ao acompanhamento da evolução do projeto Contas Setoriais Fase III; (ii) Aumento nas horas dedicadas no apoio às fiscalizações decorrentes da prestação de contas periódicas; (iii) Aumento na estimativa de horas que serão empenhadas pela gerência de Contas Setoriais decorrente de alocação de 2 (dois) recursos que estavam em tempo integral no projeto Contas Setoriais e, para 2020, estarão “*par-time*” se dedicando ao processo e projeto, além do recebimento de um recurso integral que estava alocado na gerência de Monitoramento, Gestão de Penalidades & Informações, responsável pelas elaborações do Report das Designadas, Info Contas Setoriais, Relatório Orçamento Anual, decorrente do processo de reestruturação ocorrido dentro da organização.

▪ **Cadastros e Contratos:** Aumento de 342 horas em relação ao total aprovado para o exercício de 2019. Esta variação segue o comportamento observado nos apontamentos realizados em 2019, que apresentaram elevação nas horas dedicadas para suporte e atendimento de chamados externos.

▪ Monitoramento, Gestão de Penalidades & Informação: Redução de 1.946 horas decorrentes da transferência de 1 (um) recurso integral para gerência de Finanças, Administrativo e Contas Setoriais decorrente do processo de reestruturação realizado pela organização.

▪ Gestão de Aplicações: Redução de 1.835 horas em relação ao total aprovado para o exercício de 2019. Esta variação ocorre em virtude da estabilidade do sistema verificada durante o primeiro semestre de 2019. Desta forma, a estimativa para 2020 considerou a queda nos incidentes, repercutindo na diminuição do volume de horas aportadas.

▪ Assessorias de Negócio, Portfólio e Controle da TM: Redução de 405 horas em relação ao total aprovado para o exercício de 2019. Esta variação considerou a diminuição na expectativa de horas a serem dedicadas à gestão de demandas tecnológicas.

O anexo I demonstra a relação das horas estimadas por categoria profissional para o biênio.

2.3. Serviços Jurídicos

O custo foi estimado considerando o acompanhamento atual de 158 processos em andamento, recursos e atuação nos Tribunais Superiores e a expectativa de ingresso de 68 novas ações para 2020. Importante ressaltar que a carteira de ações judiciais envolvendo a CDE é recente (mai/2017) e, assim, não há como identificar que o seu fluxo está estabilizado, portanto, optou-se por manter os valores aprovados para o exercício de 2019 sem a aplicação do índice de correção anual.

Cabe destacar também:

- Em ago/2019, foi feita a migração de 12 ações do objeto “CDE – Compensação por atraso no repasse” que estavam sob patrocínio do Wongstchowski & Zanotta para 2 outros escritórios (Tucci e Lucon), uma vez que o escritório não vinha atendendo às expectativas de atuação em ações com alto risco para a CDE (R\$ 2,6 bilhões de risco) e solicitou a renegociação dos valores contratados. A migração dessas 12 ações representou um incremento de R\$578 mil;

- Até set/2019, foram identificadas 100 novas ações envolvendo CDE, das quais 32 a CCEE é parte (demandando contratação de escritório externo), as demais podem demandar o ingresso da CCEE ou a sua intervenção pontual;

- Até set/2019 há 372 ações da CDE em acompanhamento pela CCEE, das quais 184 a CCEE é parte e contrata escritórios externos para patrocínio. As outras 188 ações a CCEE acompanha internamente e pode atuar de forma estratégica ou, ainda, ser chamada para ingressar nas ações e

tendo estimado o risco de carteira das ações da CDE de R\$2,8 bilhões, representando o valor orçado 0,08% desse total.

O anexo II apresenta relação dos processos em andamento verificados até o mês de julho/2019.

2.4. Custos Indiretos

O custo apresenta um crescimento de 15%, decorrente do aumento no volume de horas e do reajuste nos contratos de prestação de serviços.

O anexo III demonstra o quadro de distribuição dos custos indiretos.

2.5. Sustentação de Aplicações Sistemas Computacionais

Foram estimados 3 recursos de terceiros contratados (168h/mês), para atuação nos processos de sustentação e desenvolvimento de soluções tecnológicas.

2.6. Auditoria Independente

Considera o valor licitado e firmado em 2019 com Auditoria Independente, para o período de janeiro a dezembro de 2020, cujo objeto é a asseguaração razoável mensal sobre a operação.

2.7. Despesas Gerais

Aumento de 15% devido a inclusão da solução tecnológica (Pipefy) referente a gestão documental de troca de informações para reembolso de beneficiários em virtude da renovação da licença ocorrida em julho/19 e com expectativa de realização até a entrada do novo sistema que está em desenvolvimento e também da manutenção de outras despesas gerais classificadas como eventos, viagens e desembolsos necessários à operação.

ANEXO I – Relação de Horas

Horas valor decimal

CATEGORIA	GERÊNCIA EXECUTIVA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	TOTAL
PLENO	GERÊNCIA JURÍDICA	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	48,00
GERENTE	GERÊNCIA JURÍDICA	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	96,00
JÚNIOR	GERÊNCIA JURÍDICA	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	48,00
GERENTE EXECUTIVO	GERÊNCIA JURÍDICA	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	120,00
PLENO	GERÊNCIA JURÍDICA	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	1.920,00
SÊNIOR	GERÊNCIA JURÍDICA	20,80	20,80	20,80	20,80	20,80	20,80	20,80	20,80	20,80	20,80	20,80	20,80	249,60
ASSISTENTE	GERÊNCIA JURÍDICA	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	24,00
SÊNIOR	GERÊNCIA JURÍDICA	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	204,00
PLENO	GERÊNCIA DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,00
ESPECIALISTA	GERÊNCIA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	2,00	2,00	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,00	2,00	2,00	24,90
ESPECIALISTA	GERÊNCIA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	2,00	2,00	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,00	2,00	2,00	24,90
ESPECIALISTA	GERÊNCIA DE ASSUNTOS REGULATÓRIOS	2,00	2,00	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,00	2,00	2,00	24,90
SÊNIOR	COMPLIANCE, RISCOS, AUDITORIA INTERNA E SEGURANÇA DA INFORMAÇÃO	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	36,00
GERENTE	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	0,00	0,00	3,00	6,00	3,00	3,00	6,00	6,00	6,00	3,00	3,00	3,00	42,00
ESPECIALISTA	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	96,00
PLENO	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	20,00	95,00	95,00	95,00	95,00	95,00	95,00	95,00	95,00	95,00	95,00	95,00	1.065,00
GERENTE	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	240,00
JÚNIOR	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	96,00
ESPECIALISTA	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	1.920,00
SÊNIOR	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	12,00
GERENTE EXECUTIVO	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	1.080,00
PLENO	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	420,00
GERENTE	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00	1.824,00
PLENO	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	20,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	42,00
PLENO	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	128,00	1.536,00
PLENO	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	1.920,00
SÊNIOR	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	112,00	112,00	112,00	112,00	112,00	112,00	112,00	112,00	112,00	112,00	112,00	112,00	1.344,00
ASSISTENTE	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	24,00
PLENO	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	480,00
JÚNIOR	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	192,00
JÚNIOR	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	24,00
ASSISTENTE	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	96,00
JÚNIOR	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	1.920,00
JÚNIOR	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	1.920,00
PLENO	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	180,00
PLENO	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	20,00	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58	37,42
PLENO	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	240,00
PLENO	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	1.920,00
ASSISTENTE	GERÊNCIA DE FINANÇAS, ADMINISTRATIVO & CONTAS SETORIAIS	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	1.920,00
JÚNIOR	GERÊNCIA DE GESTÃO DE PESSOAS	8,00	8,00	8,00	8,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32,00
PLENO	GERÊNCIA DE GESTÃO DE PESSOAS	0,00	0,00	0,00	0,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	64,00
PLENO	GERÊNCIA DE MONITORAMENTO, GESTÃO DE PENALIDADES & INFORMAÇÕES	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	96,00
ESPECIALISTA	GERÊNCIA DE CADASTROS & CONTRATOS	70,00	75,00	70,00	70,00	78,00	95,00	55,00	70,00	94,00	70,00	82,00	18,00	847,00
GERENTE	GERÊNCIA DE CADASTROS & CONTRATOS	17,00	39,00	24,00	24,00	24,00	24,00	10,00	39,00	39,00	24,00	24,00	22,00	310,00
PLENO	GERÊNCIA DE CADASTROS & CONTRATOS	60,00	65,00	60,00	60,00	67,00	15,00	68,00	60,00	84,00	60,00	36,00	86,00	721,00
SÊNIOR	GERÊNCIA DE CADASTROS & CONTRATOS	50,00	55,00	50,00	50,00	35,00	70,00	57,00	50,00	17,00	50,00	62,00	76,00	622,00
SÊNIOR	GERÊNCIA DE GESTÃO DE APLICAÇÕES	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	96,00
ESPECIALISTA	ASSESSORIA DE NEGÓCIO, PORTFÓLIO E CONTROLE DA TM	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	180,00
ESPECIALISTA	ASSESSORIA DE NEGÓCIO, PORTFÓLIO E CONTROLE DA TM	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	96,00
ESPECIALISTA	ASSESSORIA DE NEGÓCIO, PORTFÓLIO E CONTROLE DA TM	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	3,00
SÊNIOR	ASSESSORIA DE NEGÓCIO, PORTFÓLIO E CONTROLE DA TM	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	12,00
TOTAL		2.157	2.232	2.206	2.210	2.206	2.206	2.195	2.225	2.238	2.205	2.205	2.208	26.493,72

ANEXO II – Relação de Processos Jurídicos

Processos em Andamento				
Nº	ESCRITÓRIO	NÚMERO DO PROCESSO/AÇÃO	NOME PROCESSO/AÇÃO	OBJETO
1	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0004166-78.2008.4.01.3800	VALE S.A.	Inexigibilidade autoprodutor independente
2	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0004167-63.2008.4.01.3800	CVRD - COMPANHIA VALE DO RIO DOCE	Inexigibilidade autoprodutor independente
3	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0005013-04.2017.4.01.3400	INSTITUTO MATERNO INFANTIL DE MINAS GERAIS S/A	Parcelas Controvertidas
4	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0006370-53.2016.4.01.3400	LIBRA LIGAS DO BRASIL S/A	Parcelas Controvertidas
5	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0007072-96.2016.4.01.3400	DMA DISTRIBUIDORA S/A	Parcelas Controvertidas
6	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0007938-68.2015.4.01.3100	LOURIVAL NASCIMENTO DA COSTA	PlpT. Disponibilização do programa
7	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0008028-78.2017.4.01.3400	CPR INDUSTRIA E COMERCIO DE PLASTICO LTDA	Parcelas Controvertidas
8	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0008943-30.2017.4.01.3400	RANEE INDUSTRIA E COMERCIO LTDA	Parcelas Controvertidas
9	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0009482-93.2017.4.01.3400	FUNDIMIG LTDA.	Parcelas Controvertidas
10	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0010551-97.2016.4.01.3400	UNITOM UNIDADE DE DIAGNÓSTICO POR IMAGEM	Parcelas Controvertidas
11	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0013080-55.2017.4.01.3400	KAMYLUS MALHAS LTDA.	Parcelas Controvertidas
12	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0016149-76.2009.4.01.3400	GERADORA DE ENERGIA DO AMAZONAS S/A	CCC. Reembolso
13	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0016572-94.2013.4.01.3400	BREITENER JARAQUI S A E BREITENER TAMBAQUI SA	CCC. Reembolso
14	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0017511-35.2017.4.01.3400	FUNDVISA LTDA.	Parcelas Controvertidas
15	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0017512-20.2017.4.01.3400	FERGUSUL FERRO GUSA SUSTENTÁVEL LTDA.	Parcelas Controvertidas
16	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0017696-10.2016.4.01.3400	CASTROLANDA COOPERATIVA AGROINDUSTRIAL LTDA E FILIAIS	Parcelas Controvertidas
17	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0022136-93.2009.4.01.3400	COMPANHIA ENERGETICA MANAUARA	CCC. Reembolso
18	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0029183-21.2009.4.01.3400	RAESA - RIO AMAZONAS ENERGIA S/A	CCC. Reembolso
19	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0030857-67.2016.4.01.3400	ASSOCIAÇÃO PAULISTA DAS CERÂMICAS DE REVESTIMENTO - ASPACER	Parcelas Controvertidas
20	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0037070-91.2014.8.07.0001	AES SUL DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S/A E AES ELETROPOLITANA METROPOLITANA DE SÃO PAULO S/A	Compensação por atraso no repasse
21	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0051771-17.2012.4.01.3400	GERADORA DE ENERGIA DO AMAZONAS S/A	CCC. Reembolso
22	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0053481-33.2016.4.01.3400	ELETROS - ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE FABRICANTES DE PRODUTOS ELETROELETRÔNICOS	Parcelas Controvertidas
23	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0061033-49.2016.4.01.3400	HIDROJET EQUIPAMENTOS HIDRÁULICOS LTDA, HIDROJET EQUIPAMENTOS HIDRÁULICOS LTDA, UNIDADE PORTF ALEGRE RS, MICROINOX FUNDIÇÃO DE PRECISÃO E USINAGEM LTDA.	Parcelas Controvertidas
24	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0066005-96.2015.4.01.3400	VIA BLUMENAU INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA., FILIAL E ARS TEXTIL LTDA. EPP	Parcelas Controvertidas
25	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0068798-68.2015.4.01.3400	HACO ETIQUETAS LTDA, HACO ETIQUETAS DO NORDESTE LTDA E HACO FIOS LTDA	Parcelas Controvertidas
26	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0069850-39.2015.4.01.3400	WILLRICH INDÚSTRIA E COMÉRCIO TÊXTIL LTDA E FILIAL, IRMÃOS WILLRICH LTDA. E TINTURARIA WILLRICH LTDA.	Parcelas Controvertidas
27	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0071047-29.2015.4.01.3400	ZONA DA MATA GERAÇÃO S/A.	RGR. Reversão da concessão
28	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0074678-44.2016.4.01.3400	FUNDAÇÃO FUNDIFER LTDA	Parcelas Controvertidas
29	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0076439-13.2016.4.01.3400	CONCESSIONÁRIA DA LINHA 4 DO METRO DE SÃO PAULO S.A.	Parcelas Controvertidas
30	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0077354-62.2016.4.01.3400	MONSOY S/A, MONSANTO DO BRASIL LTDA. E FILIAIS	Parcelas Controvertidas
31	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1003960-34.2018.4.01.3400	BR COMÉRCIO DE AUTOMÓVEIS SEMINOVOS LTDA	Parcelas Controvertidas
32	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1004188-09.2018.4.01.3400	GRANJEIRO ALIMENTOS LTDA E FILIAIS	Parcelas Controvertidas
33	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1005131-26.2018.4.01.3400	BARIGUI VEÍCULOS LTDA. BARIGUI CAMINHÕES LTDA.	Parcelas Controvertidas
34	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1006251-41.2017.4.01.3400	IGUAÇU CELULOSE PAPEL S/A	Parcelas Controvertidas
35	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1009270-47.2017.4.01.3400	MILL INDUSTRIA DE SERRAS LTDA	Parcelas Controvertidas
36	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1006300-62.2017.4.01.3400	NÓRDICA VEÍCULOS S/A	Parcelas Controvertidas
37	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1008455-24.2018.4.01.3400	FRICASA ALIMENTOS S/A E FILIAL	Parcelas Controvertidas
38	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1009238-16.2018.4.01.3400	LATICÍNIOS CURRAL DE MINAS LTDA.	Parcelas Controvertidas
39	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1011285-94.2017.4.01.3400	FUNDAÇÃO ALCA LTDA	Parcelas Controvertidas
40	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1011914-68.2017.4.01.3400	INDUSTRIA COMERCIO PRODUTOS DE LIMPEZA GIRANDO SOL LTDA	Parcelas Controvertidas
41	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1013272-68.2017.4.01.3400	COOPERATIVA REGIONAL DE COMERCIALIZAÇÃO DO EXTREMO OESTE E FILIAIS	Parcelas Controvertidas
42	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1015160-72.2017.4.01.3400	AGROPECUÁRIA EXCLUSIVA LTDA	Parcelas Controvertidas
43	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5002338-71.2015.4.04.7214	CIA/ CANOINHAS DE PAPEL	Parcelas Controvertidas
44	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5002386-38.2016.4.04.7200	SINDIPAN - SINDICATO DA INDÚSTRIA DA PANIFICAÇÃO E CONFEITARIA DA GRANDE FLORIANÓPOLIS	Parcelas Controvertidas
45	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5013838-33.2016.4.04.7107	MOINHO DO NORDESTE S/A E FILIAL	Parcelas Controvertidas
46	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5015353-49.2015.4.04.7201	ASSOCIAÇÃO BENEFICENTE EVANGÉLICA DE JOINVILLE	Parcelas Controvertidas
47	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5016303-76.2015.4.04.7001	CAEMMUN INDUSTRIA E COMÉRCIO DE MÓVEIS LTDA E FILIAL	Parcelas Controvertidas
48	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5016610-41.2017.4.04.7201	TUPY S.A. (MATRIZ E FILIAL)	Parcelas Controvertidas
49	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5054513-05.2015.4.04.7000	KAPERSUL INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PAPÉIS S/A E PLASKAPER TERMOPLÁSTICOS S/A	Parcelas Controvertidas
50	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1001872-23.2018.4.01.3400	HYDRONORTH S/A	Parcelas Controvertidas

ANEXO II – Relação de Processos Jurídicos (continuação)

Nº	ESCRITÓRIO	NÚMERO DO PROCESSO/AÇÃO	NOME PROCESSO/AÇÃO	OBJETO
51	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0017514-87.2017.4.01.3400	SCHERER S.A. COMERCIO DE AUTOPEÇAS	Parcelas Controvertidas
52	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1012578-65.2018.4.01.3400	P. L. INDUSTRIA DE CONFECCOES EIRELI LAVANDERIA E TINTURARIA LAVINORTE LTDA.	Parcelas Controvertidas
53	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0042020-73.2016.4.01.3300	CONDOMÍNIO BARRA	Parcelas Controvertidas
54	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0079988-49.2015.4.01.3400	NINFA INDÚSTRIA DE ALIMENTOS LTDA. E OUTRA.	Parcelas Controvertidas
55	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0070698-16.2015.4.01.3400	BOTICA COMERCIAL FARMACEUTICA LTDA CALAMO DISTRIBUIDORA DE PRODUTOS DE BELEZA SA	Parcelas Controvertidas
56	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1006094-34.2018.4.01.3400	GUARULHOS TRANSPORTES S.A.	Parcelas Controvertidas
57	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0052621-32.2016.4.01.3400	INVIVO NUTRIÇÃO E SAÚDE ANIMAL LTDA. TOTAL ALIMENTOS LTDA	Parcelas Controvertidas
58	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5012687-54.2015.4.04.7208	J.B. WORLD ENTRETENIMENTOS S/A	Parcelas Controvertidas
59	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1006042-72.2017.4.01.3400	TONELLO E MACHADO DA LUZ LTDA.	Parcelas Controvertidas
60	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1003281-68.2017.4.01.3400	FUNDICAO BATISTA INDUSTRIA COMERCIO E TRANSPORTES LTDA	Parcelas Controvertidas
61	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1006206-03.2018.4.01.3400	TERESINA EMPREENDIMENTOS HOTELEIROS LTDA	Parcelas Controvertidas
62	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1023374-18.2018.4.01.3400	MOINHOS CRUZEIRO DO SUL S.A. E FILIAIS;	Parcelas Controvertidas
63	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0000893-74.2018.5.11.0051	SINDICATO DOS TRABALHADORES NAS INDÚSTRIAS URBANAS DO ESTADO DE RORAIMA (STIURR)	Penhora de créditos da CERR
64	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1003949-05.2018.4.01.3400	BARI VEICULOS LTDA NIX COMÉRCIO DE AUTOMÓVEIS	Parcelas Controvertidas
65	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1005556-33.2017.4.01.3400	CONTROLLER FIOS E CABOS LTDA, SANTA CATARINA INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE COMPENSADOS LTDA, ABBASPEL INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PAPEIS LTDA.	Parcelas Controvertidas
66	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1019929-26.2017.4.01.3400	ISEL USINAGEM MECANICA LTDA	Parcelas Controvertidas
67	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0005012-19.2017.4.01.3400	REAL MINAS TÊXTIL INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA.	Parcelas Controvertidas
68	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0006424-60.2015.4.03.6128	BIGNARDI INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE PAPEIS E ARTEFATOS LTDA.	Parcelas Controvertidas
69	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0039909-10.2016.4.01.3400	ARAUCO DO BRASIL S.A.	Parcelas Controvertidas
70	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0052688-79.2016.4.01.3400	VILLARES METAL S.A.	Parcelas Controvertidas
71	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0067382-05.2015.4.01.3400	INDÚSTRIA DE CAL SN LTDA E CALCINAÇÃO VITÓRIA LTDA.	Parcelas Controvertidas
72	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	006796235.2015.4.01.3400	MARISOL VESTUÁRIO S/A E FILIAL	Parcelas Controvertidas
73	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0069262-32.2015.4.01.3400	ANACE - ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS CONSUMIDORES DE ENERGIA; ABIQUIM - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDUSTRIA QUÍMICA; ABIVIDRO - ASSOCIAÇÃO QUÍMICA BRASILEIRA DAS INDUSTRIAS AUTOMÁTICAS DE VIDRO E; ABICLOR - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDUSTRIA DE ALCALIS, CLORO E DERIVADOS.	Parcelas Controvertidas
74	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1002323-19.2016.4.01.3400	COTRIGUAÇU COOPERATIVA CENTRAL	Parcelas Controvertidas
75	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0000917-77.2016.4.01.3400	MOINHO RÉGIO ALIMENTOS S/A E FILIAL	Parcelas Controvertidas
76	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0004718-64.2017.4.01.3400	CIERSG - CENTRO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL	Parcelas Controvertidas
77	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0044296-68.2016.4.01.3400	MD PAPEIS LTDA.	Parcelas Controvertidas
78	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0051009-93.2015.4.01.3400	INTERCAST S/A	Parcelas Controvertidas
79	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0051308-36.2016.4.01.3400	TERMOMECANICA SÃO PAULO S/A	Parcelas Controvertidas
80	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0066880-66.2015.4.01.3400	ILPEA DO BRASIL LTDA E FILIAIS	Parcelas Controvertidas
81	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0070648-63.2016.4.01.3400	TERMOMECANICA SÃO PAULO S/A	Parcelas Controvertidas
82	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0074679-29.2016.4.01.3400	LIBRA LIGAS DO BRASIL S/A E BRASIL KIRIN INDUSTRIA DE BEBIDAS LTDA	Parcelas Controvertidas
83	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5005135-17.2015.4.04.7215	INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE MALHAS RVB LTDA E FILIAL	Parcelas Controvertidas
84	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0024648-39.2015.4.01.3400	ABRACE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E CONSUMIDORES LIVRES	Parcelas Controvertidas
85	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0001992-16.2016.4.03.6143	SONOCO DO BRASIL LTDA. E FILIAIS	Parcelas Controvertidas
86	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0013215-04.2016.4.01.3400	CBL - COMPANHIA BRASILEIRA DE LITIO	Parcelas Controvertidas
87	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0020226-48.2016.4.01.3800	DECMINAS DISTRIBUIÇÃO E LOGÍSTICA S/A, COMERCIAL DAHANA LTDA E MULTI FORMATO DISTRIBUIDORA S/A	Parcelas Controvertidas
88	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0031988-57.2016.4.01.3400	OBER S/A INDUSTRIA E COMÉRCIO	Parcelas Controvertidas
89	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0045338-55.2016.4.01.3400	BLACK DECKER DO BRASIL LTDA.	Parcelas Controvertidas
90	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0051010-78.2015.4.01.3400	INPA - INDÚSTRIA DE EMBALAGENS SANTANA S/A	Parcelas Controvertidas
91	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5002653-25.2016.4.04.7001	MOINHO ARAPONGAS S/A	Parcelas Controvertidas
92	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5005800-51.2015.4.04.7209	MENEGOTTI INDÚSTRIAS METALURGICAS LTDA E FILIAIS	Parcelas Controvertidas
93	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5057479-38.2015.4.04.7000	MOVAL MÓVEIS ARAPONGAS LTDA.	Parcelas Controvertidas
94	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5062839-51.2015.4.04.7000	X-LEME SERVIÇOS DE RADIOLOGIA CLÍNICA S/S LTDA - ME	Parcelas Controvertidas
95	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0003446-69.2016.4.01.3400	MINERAÇÃO MARACA INDÚSTRIA E COMÉRCIO S/A	Parcelas Controvertidas
96	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0005480-17.2016.4.01.3400	EMPRESA DE CIMENTOS LIZ S/A; COMPANHIA DE CIMENTO DA PARAÍBA E COMPANHIA NACIONAL DE CIMENTO.	Parcelas Controvertidas
97	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0006371-38.2016.4.01.3400	CIA DE FIAÇÃO E TECIDOS CEDRO E CACHOEIRA E CIA DE FIAÇÃO E TECIDOS SANTO ANTÔNIO	Parcelas Controvertidas
98	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0010997-03.2016.4.01.3400	GONÇALVES E TORTOLA S/A	Parcelas Controvertidas
99	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0032647-09.2016.4.01.3400	AIR PRODUCTS BRASIL LTDA.	Parcelas Controvertidas
100	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0039957-66.2016.4.01.3400	FIESP - FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE SÃO PAULO E CIESP - CENTRO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE SÃO PAULO	Parcelas Controvertidas

ANEXO II – Relação de Processos Jurídicos (continuação)

Nº	ESCRITÓRIO	NÚMERO DO PROCESSO/AÇÃO	NOME PROCESSO/AÇÃO	OBJETO
101	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0053107-51.2015.4.01.3400	INDÚSTRIA DE PAPEIS SUDESTE LTDA.	Parcelas Controvertidas
102	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0066883-21.2015.4.01.3400	TV O ESTADO FLORIANOPOLIS LTDA., TV TOP LTDA., TV CIDADE DOS PRÍNCIPES LTDA. E TV O ESTADO	Parcelas Controvertidas
103	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1001620-88.2016.4.01.3400	COOPAVEL - COOPERATIVA AGROINDUSTRIAL	Parcelas Controvertidas
104	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0003466-60.2016.4.01.3400	PISA INDÚSTRIA DE PAPÉIS LTDA.	Parcelas Controvertidas
105	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0028882-30.2016.4.01.3400	ABRACE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E CONSUMIDORES LIVRES	Parcelas Controvertidas
106	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0072675-53.2015.4.01.3400	USIBRITA LTDA., PEDREIRAS OMACIL COMÉRCIO E INDÚSTRIA LTDA., MINERAÇÃO JOÃO PESSOA LTDA., MINERAÇÃO MONTREAL LTDA., PYLA PEDREIRA YOLITA LTDA. E ICAL INDÚSTRIA DE	Parcelas Controvertidas
107	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0092605-51.2014.01.3400	CEEE-GT - COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	CDE. RGR. Indenização
108	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1001027-59.2016.4.01.3400	COASUL - COOPERATIVA AGROINDUSTRIAL	Parcelas Controvertidas
109	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1001930-54.2016.4.01.3400	COOPERATIVA AGROINDUSTRIAL COPAGRIL	Parcelas Controvertidas
110	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1002373-45.2016.4.01.3400	COPACOL COOPERATIVA AGROINDUSTRIAL CONSOLATA.	Parcelas Controvertidas
111	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1007003-81.2015.4.01.3400	ABRADEE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DISTRIBUIDORES ENERGIA ELÉTRICA	Parcelas Controvertidas
112	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5000783-86.2010.4.04.7119	CELETRO - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO CENTRO JACUÍ LTDA.	CDE. Plpt. Implantação do programa
113	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1000786-78.2017.4.01.3100	MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL	PlpT. Disponibilização do Programa
114	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1011359-51.2017.4.01.3400	SAVIPLAST INDUSTRIA E COMERCIO DE PLASTICOS LTDA	Parcelas Controvertidas
115	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1006051-57.2018.4.01.3400	EDIFICIO GREEN SPACE PARAISO	Parcelas Controvertidas
116	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5001290-63.2019.4.04.7108	CALÇADOS MARTE LTDA FILIAL 1	Parcelas Controvertidas
117	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5019421-25.2018.4.04.7108	SINDICADO DA INDÚSTRIA DE CALÇADOS, COMPONENTES PARA CALÇADOS TRÊS COROAS-RS	Parcelas Controvertidas
118	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1009051-08.2018.4.01.3400	ALLIANCE QUIMICA INDUSTRIA E COMERCIO LTDA	Parcelas Controvertidas
119	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1013836-13.2018.4.01.3400	COMTRAFO INDUSTRIA DE TRANSFORMADORES ELETRICOS S.A. E OUTROS	Parcelas Controvertidas
120	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5003058-26.2019.4.04.7108	REGINATO METAIS INDUSTRIA E COMERCIO LTDA	Parcelas Controvertidas
121	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5003037-50.2019.4.04.7108	BOX PRINT LTDA	Parcelas Controvertidas
122	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5001064-60.2019.4.04.7108	MICROONDULADOS BOX PRINT	Parcelas Controvertidas
123	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5001064-60.2019.4.04.7108	USAFLEX - INDUSTRIA & COMERCIO S/A E OUTROS	Parcelas Controvertidas
124	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0013469-62.2016.4.01.0000	GIA DE FIAÇÃO E TECIDOS CEDRO E CACHEIRA E OUTRA	Parcelas Controvertidas
125	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5000631-59.2019.4.04.7107	DAUPER INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE BISCOITOS S.A	Parcelas Controvertidas
126	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5003707-88.2019.4.04.7108	CALÇADOS DLUNA LTDA.	Parcelas Controvertidas
127	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5000369-33.2019.4.04.7003	CARMEL INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE SOBREMESAS LTDA.	Parcelas Controvertidas
128	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5003062-63.2019.4.04.7108	CARTONAGEM SAFT LTDA.	Parcelas Controvertidas
129	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5015058-97.2015.4.04.7205	WANKE S/A	Parcelas Controvertidas
130	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5016248-95.2015.4.04.7205	TERCÍLIO MARCHETTI S.A. INDÚSTRIA E COMÉRCIO	Parcelas Controvertidas
131	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5020751-47.2019.4.04.7100	CEEE-D - COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	Compensação ausência certidão
132	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1006285-16.2017.4.01.3400	IMARIBO SA INDUSTRIA E COMERCIO	Parcelas Controvertidas
133	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	500474266.2017.4.04.7104	COMERCIO DE MEDICAMENTOS BRAIR LTDA	Parcelas Controvertidas
134	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	0008942.45.2017.4.01.3400	DASS SUL CALÇADOS E ARTIGOS ESPORTIVOS LTDA	Parcelas Controvertidas
135	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	006545130.2016.4.01.3400	CONDOMINIO OPERACIONAL DO PIER 21 CULTURAL E LAZER S.A.	Parcelas Controvertidas
136	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5030016-30.2018.4.03.6100	TEXTIL J SERRANO LTDA	Parcelas Controvertidas
137	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	500530592.2017.4.03.6100	SUPERGAUSS PRODUTOS MAGNETICOS LTDA	Parcelas Controvertidas
138	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	500387775.2017.4.03.6100	PLASTOY INDUSTRIAL DE PLASTICOS LTDA.	Parcelas Controvertidas
139	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	500053390.2016.4.03.6130	APEX TOOL GROUP INDUSTRIA E COMERCIO DE FERRAMENTAS LTDA.	Parcelas Controvertidas
140	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5001661-84.2017.4.03.6119	TENDA ATACADO LTDA	Parcelas Controvertidas
141	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	501580234.2018.4.03.6100	CONDOMINIO WTORRE JK; CONDOMINIO CIVIL DO SHOPPING CENTER IGUATEMI BRASILIA; SCIRP PARTICIPACOES LTDA.; CONDOMINIO COMPLEXO IGUATEMI RIBEIRAO PRETO	Parcelas Controvertidas
142	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	500193119.2018.4.03.6105	EMPRESA PAULISTA DE TELEVISAO S/A E FILIAIS	Parcelas Controvertidas
143	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5001469-17.2018.4.03.6120	EMPRESA PIONEIRA DE TELEVISÃO S/A	Parcelas Controvertidas
144	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	101291673.2017.4.01.3400	DEYCON COMERCIO E REPRESENTACOES LTDA; FIORELO PEGORARO COMÉRCIO E REPRESENTAÇÕES LTDA.	Parcelas Controvertidas
145	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1008820-42.2018.4.01.3800	NEIA CONCEIÇÃO OLIVEIRA LIMA - ME	Parcelas Controvertidas
146	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	100200684.2017.4.01.3400	R & M SISTEMA EDUCACIONAL LTDA - EPP; COLEGIO DE ENSINO FUNDAMENTAL RC & O LTDA	Parcelas Controvertidas
147	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	500478888.2018.4.04.7114	RHODOSS IMPLEMENTOS RODUVIARIOS LTDA E FILIAIS	Parcelas Controvertidas
148	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5004787-06.2018.4.04.7114	DINACON INDÚSTRIA, COMÉRCIO E SERVIÇOS LTDA E FILIAIS	Parcelas Controvertidas
149	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5004786-21.2018.4.04.7114	COMPASUL CONSTRUÇÃO E SERVIÇOS LTDA E FILIAIS	Parcelas Controvertidas
150	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	500719597.2018.4.04.7201	SOL SPORTS INDUSTRIA E COMERCIO LTDA.	Parcelas Controvertidas
151	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	500482985.2018.4.04.7201	HANNOVER PLASTICOS S/A	Parcelas Controvertidas

ANEXO II – Relação de Processos Jurídicos (continuação)

Nº	ESCRITÓRIO	NÚMERO DO PROCESSO/AÇÃO	NOME PROCESSO/AÇÃO	OBJETO
151	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	500723312.2018.4.04.7201	PROCOPIAK COMPENSADOS E EMBALAGENS S.A.	Parcelas Controvertidas
152	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	5000740-54.2019.4.04.7003	INDUSTRIA E COMERCIO DE SORVETES SAROM LTDA E FILIAL	Parcelas Controvertidas
153	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	501107433.2018.4.04.7001	IGUACUMEC ELETROMECANICA LTDA; CIA. IGUAÇU DE CAFÉ SOLÚVEL	Parcelas Controvertidas
154	TORTORO, MADUREIRA E RAGAZZI	1006054-52.2018.4.01.3400	NIPPON INDUSTRIA TEXTIL EIRELI - EPP	Parcelas Controvertidas
155	PINHEIRO NETO	0025923-54.2015.8.07.0001	CEMIG DISTRIBUIÇÃO S/A	Compensação por atraso no repasse
156	MATTOS ENGELBERG	5004862.1020184036100	RGR IOF	RGR IOF
157	DEMAREST	5011048-29.2018.4.04.7100	COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE-D	Compensação com créditos não vencidos
158	DEMAREST	1001665-51.2018.4.01.3100	CEA - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPA	PLpT. Repasse no subsídio

ANEXO III – Custos Indiretos

Valores em R\$/mil

Processos de Back-Office Considerados	Principais Atividades / Componentes	Total (R\$)	Participação
			CDE, CCC e RGR 5,44%
Infraestrutura Física	Aluguel, Condomínio, Energia Elétrica, Material de Limpeza, Segurança Patrimonial, Manutenção do Escritório	8.013	436
Gerenciamento e Suporte a Banco de Dados	Gestão do SQL Server	5.474	298
Gerenciamento e Suporte de Rede e Segurança	Processos de Análise de Vulnerabilidade e Manutenção de Ativos de Rede e Segurança	1.382	75
Gerenciamento e Suporte de Middleware	Serviços de Suporte e Processos de Integração entre Aplicativos e Sistemas	1.029	56
Gerenciamento e Suporte da Infraestrutura	Manutenção e Monitoramento de Serviços Online; Backup; Manutenções Preventivas e de Melhorias nos Sistemas (Segundo Nível - Atendimento mais Especializado)	1.771	96
Gerenciamento e Controle da Produção	Manutenção e Monitoramento de Serviços Online; Backup; Manutenções Preventivas e de Melhorias nos Sistemas	1.160	63
Atendimento e Suporte de Service Desk	Atendimento aos Usuários (Suporte a Máquinas e Softwares)	405	22
Custo Estimado Anual		19.235	1.047
Custo Estimado Mensal			87

$$1 - \text{Percentual Processo Regulado} = \frac{\sum \text{Processo Regulado, Atividade, Projetos}}{\sum \text{Horas CCEE}}$$

$$2 - \text{Custos Indiretos Processo Regulado} = \text{Custos Back Office Realizados} * \text{Percentual Processo Regulado}$$

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

- 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.

B.IV - Previsão reembolso de Carvão Mineral – DIAMANTE

PAC 2020 - SUB CONTA CARVÃO MINERAL

PROGRAMAÇÃO DE REEMBOLSO DE CARVÃO MINERAL - DIAMANTE - COMPLEXO JORGE LACERDA - COMPETÊNCIA JANEIRO A DEZEMBRO/2020		
FONTE	DADO UTILIZADO	
Artigo 14, item I	COMPRA MÍNIMA - CONTRATO	200.000
Artigo 14, item I	COMPRA MÍNIMA - CONTRATO 2002 - item 3.2	583.333
Projeção CCEE	COBERTURA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	87,10%
Artigo 14, parágrafo 1º	Qcompra_eficiente - Compra mínima eficiente	174.200
Artigo 14, item I	ESTOQUE HISTÓRICO	797.341
Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO 2013 - 2016 (t)	13.289
Artigo 14, item I	ESTOQUE CUSTEADO PELA CDE E NÃO CONSUMIDO (t) (E _{a→t})	0
Artigo 14, item I	ESTOQUE ESTRATÉGICO (t)	0
Artigo 14, item II	QUANTIDADE DE CARVÃO CONSUMIDA DO ESTOQUE ESTRATÉGICO (t) ²	0
	QUANTIDADE EFETIVA (t) Qefetiva (mensal)	160.911
	QUANTIDADE EFETIVA (t) Qefetiva (anual)	1.930.932
Artigo 14, item III Atualizado pelo IPCA, de 12/2016 à 08/2017 para o orçamento 2018, de 08/2017 até 08/2018 para o orçamento 2019 e de 12/2018 à 08/2019 para o orçamento 2020.	VALOR MÁXIMO CALCULADO PELA MÉDIA (R\$)	86.012.370,08

Belluno (CT REIL.NAJL.15.140491), Catarinense (CT REIL.NAJL.15.140490), Metropolitana (CT REIL.NAJL.15.140493), Siderópolis (CT REIL.NAJL.15.140495), Gabiella (CT REIL.NAJL.15.140492), Rio Deserto (CT REIL.NAJL.15.140494)	PREÇO CONTRATO (R\$/t) ¹	303,04
	REEMBOLSO MENSAL EFICIENTE DO CARVÃO MINERAL (R\$)	48.763.051,71
	REEMBOLSO ACUMULADO DE JANEIRO A DEZEMBRO (Após reajuste do preço do carvão)	585.156.620,57

PROGRAMAÇÃO DE REEMBOLSO - DIAMANTE - COMPLEXO JORGE LACERDA - 2020 - COMBUSTÍVEL SECUNDÁRIO

FONTE	DADO UTILIZADO	
Premissa informada pelo beneficiário	ÓLEO COMBUSTÍVEL A1 - Nº DE PARTIDAS/ANO	0
Premissa informada pelo beneficiário	CONSUMO/ PARTIDA (t)	0,00
Conversão	CONSUMO/ PARTIDA (kg)	0
Os preços tiveram em sua projeção, o incremento de 8%, que refere-se a média dos aumentos dos combustíveis de Jan/14-Ago17	PROJEÇÃO PREÇO ANP	1,80
	ÓLEO COMBUSTÍVEL A1 (R\$)	0,00
Projeção CCEE	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	87,10%
	REEMBOLSO MENSAL EFICIENTE DE ÓLEO COMBUSTÍVEL A1 - PARTIDA FRIO	0,00

FONTE	DADO UTILIZADO	
Premissa informada pelo beneficiário	ÓLEO DIESEL - Nº DE PARTIDAS	125
Premissa informada pelo beneficiário	CONSUMO/ PARTIDA (t)	50,00
Conversão	CONSUMO/ PARTIDA (kg)	50.000
Cálculo baseado no último preço ANP publicado + percentual de variação, considerando a média histórica do preço ANP	PROJEÇÃO PREÇO ANP	2,65
	ÓLEO DIESEL (R\$)	16.562.500,00
Projeção CCEE	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	87,10%
	REEMBOLSO MENSAL EFICIENTE DE ÓLEO DIESEL - PARTIDA QUENTE	1.202.161,46

VALOR DO REEMBOLSO MENSAL DOS COMBUSTÍVEIS (CARVÃO E ÓLEOS SECUNDÁRIOS)		R\$
Artigo 14, §3º	CUSTO TOTAL DOS COMBUSTÍVEIS (C _{comb})	49.965.213,17

VALOR DO REEMBOLSO DO CARVÃO ANUAL	R\$585.156.620,57
VALOR DO REEMBOLSO DO ÓLEO A1 ANUAL	R\$0,00
VALOR DO REEMBOLSO DO ÓLEO DIESEL ANUAL	R\$14.425.937,50
VALOR TOTAL DE COMBUSTÍVEIS ANUAL	R\$599.582.558,07
VALOR MÁXIMO CALCULADO PELA MÉDIA ANUAL	R\$1.032.148.441,00

Informativo sobre a DIAMANTE - para fins gerenciais

Artigo 14, item I	ESTOQUE ESTRATÉGICO (t) REEMBOLSADO PELA CDE EM 2019	320.000
Artigo 14, item II	ESTOQUE ESTRATÉGICO PREVISTO PARA FINAL 2019 (t) ²	400.000
	ESTOQUE ESTRATÉGICO A SER CONSTITUÍDO PELA DIAMANTE	80.000,00

B.V - Previsão reembolso de Carvão Mineral – COPEL



PAC 2020 - SUB CONTA CARVÃO MINERAL

PROGRAMAÇÃO DE REEMBOLSO DE CARVÃO MINERAL - COPEL - FIGUEIRA - COMPETÊNCIA JANEIRO/2020		
FONTE	DADO UTILIZADO	
Artigo 14, item I	COMPRA MÍNIMA - CONTRATO	6.500
Artigo 14, item I	COMPRA MÍNIMA - CONTRATO 2002 - Clausula terceira - parágrafo único	6.250
Projeção CCEE	COBERTURA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA ¹	50,00%
Artigo 14, parágrafo 1º	Ocompra_eficiente - Compra mínima eficiente	3.125
Artigo 14, item I	ESTOQUE HISTÓRICO	21.801
Nota Técnica nº 377/2017-SRG/ANEEL	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO 2013 - 2016 (t)	363
Artigo 14, item I	ESTOQUE CUSTEADO PELA CDE E NÃO CONSUMIDO (t)	3.250
Artigo 14, item I	ESTOQUE ESTRATÉGICO (t) ⁴	0
Artigo 14, item II	QUANTIDADE DE CARVÃO CONSUMIDA DO ESTOQUE ESTRATÉGICO (t)	0
	QUANTIDADE EFETIVA (t) Qefetiva ²	-486
	QUANTIDADE EFETIVA (t) Qefetiva (Janeiro/20)	-486
Artigo 14, item III Atualizado pelo IPCA, de 12/2016 à 08/2017 para o orçamento 2018, de 08/2017 até 08/2018 para o orçamento 2019 e de 12/2018 à 08/2019 para o orçamento 2020.	VALOR MÁXIMO CALCULADO PELA MÉDIA (R\$)	2.752.276,03
Cláusula III Apostilamento nº 4600016286/2018 - Cláusula V.	PREÇO CONTRATO (R\$/t) ³	497,74
	REEMBOLSO MENSAL EFICIENTE DO CARVÃO MINERAL (R\$)	-242.937,56
	REEMBOLSO JANEIRO (Anterior ao reajuste do preço do carvão) (R\$)	-242.937,56

PROGRAMAÇÃO DE REEMBOLSO DE CARVÃO MINERAL - COPEL - FIGUEIRA - COMPETÊNCIA FEVEREIRO A DEZEMBRO/2020		
FONTE	DADO UTILIZADO	
Artigo 14, item I	COMPRA MÍNIMA - CONTRATO	71.500
Artigo 14, item I	COMPRA MÍNIMA - CONTRATO 2002 - Clausula terceira - parágrafo único	68.750
Projeção CCEE	COBERTURA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA ¹	50,00%
Artigo 14, parágrafo 1º	Ocompra_eficiente - Compra mínima eficiente	34.378
Artigo 14, item I	ESTOQUE HISTÓRICO	21.801
Nota Técnica nº 377/2017-SRG/ANEEL	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO 2013 - 2016 (t)	3.997
Artigo 14, item I	ESTOQUE CUSTEADO PELA CDE E NÃO CONSUMIDO (t) (E+ -)	35.750
Artigo 14, item I	ESTOQUE ESTRATÉGICO (t) ⁴	0
Artigo 14, item II	QUANTIDADE DE CARVÃO CONSUMIDA DO ESTOQUE ESTRATÉGICO (t)	0
	QUANTIDADE EFETIVA (t) Qefetiva ⁴	-486
	QUANTIDADE EFETIVA (t) Qefetiva (de fevereiro a dezembro/20)	-5.360
33.143,03		
Artigo 14, item III Atualizado pelo IPCA, de 12/2016 à 08/2017 para o orçamento 2018, de 08/2017 até 08/2018 para o orçamento 2019 e de 12/2018 à 08/2019 para o orçamento 2020.	VALOR MÁXIMO CALCULADO PELA MÉDIA (R\$)	30.275.036,37
Cláusula III Apostilamento nº 4600016286/2018 - Cláusula V.	PREÇO CONTRATO (R\$/t) ³	517,65
	REEMBOLSO MENSAL EFICIENTE DO CARVÃO MINERAL (R\$)	-252.655,06
	REEMBOLSO ACUMULADO DE FEVEREIRO A DEZEMBRO (Após reajuste do preço do carvão) (R\$)	-2.779.205,70

PROGRAMAÇÃO DE REEMBOLSO - COPEL - FIGUEIRA - 2020 - COMBUSTÍVEL SECUNDÁRIO

FONTE	DADO UTILIZADO	
Premissa informada pelo beneficiário	ÓLEO COMBUSTÍVEL A1 - Nº DE PARTIDAS/ANO	0
Premissa informada pelo beneficiário	CONSUMO/ PARTIDA (t)	0,00
Conversão	CONSUMO/ PARTIDA (kg)	0
Os preços tiveram em sua projeção, o incremento de 8%, que refere-se a média dos aumentos dos combustíveis de Jan/14-Ago17	PROJEÇÃO PREÇO ANP	1,80
	ÓLEO COMBUSTÍVEL A1 (R\$)	0,00
Projeção CCEE	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA ¹	50,00%
	REEMBOLSO MENSAL EFICIENTE DE ÓLEO COMBUSTÍVEL A1 - PARTIDA FRIO	0,00

FONTE	DADO UTILIZADO	
Premissa informada pelo beneficiário	ÓLEO COMBUSTÍVEL A1 - Nº DE PARTIDAS/ANO	0
Premissa informada pelo beneficiário	CONSUMO/ PARTIDA (t)	0,00
Conversão	CONSUMO/ PARTIDA (kg)	0
Os preços tiveram em sua projeção, o incremento de 8%, que refere-se a média dos aumentos dos combustíveis de Jan/14-Ago17	PROJEÇÃO PREÇO ANP	1,80
	ÓLEO COMBUSTÍVEL A1 (R\$)	0,00
Projeção CCEE	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA ¹	50,00%
	REEMBOLSO MENSAL EFICIENTE DE ÓLEO COMBUSTÍVEL A1 - PARTIDA QUENTE	0,00

FONTE	DADO UTILIZADO	
Premissa informada pelo beneficiário	ÓLEO DIESEL - Nº DE PARTIDAS	8
Premissa informada pelo beneficiário	CONSUMO/ PARTIDA (t)	6,00
Conversão	CONSUMO/ PARTIDA (kg)	6.000
Cálculo baseado no último preço ANP publicado + percentual de variação, considerando a média histórica do preço ANP	PROJEÇÃO PREÇO ANP	2,39
	ÓLEO DIESEL (R\$)	114.720,00
Projeção CCEE	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA ¹	50,00%
	REEMBOLSO MENSAL EFICIENTE DE ÓLEO DIESEL - PARTIDA FRIO	57.364,93

FONTE	DADO UTILIZADO	
Premissa informada pelo beneficiário	ÓLEO DIESEL - Nº DE PARTIDAS	16
Premissa informada pelo beneficiário	CONSUMO/ PARTIDA (t)	1,50
Conversão	CONSUMO/ PARTIDA (kg)	1.500
Cálculo baseado no último preço ANP publicado + percentual de variação, considerando a média histórica do preço ANP	PROJEÇÃO PREÇO ANP	2,39
	ÓLEO DIESEL (R\$)	57.360,00
Projeção CCEE	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA ¹	50,00%
	REEMBOLSO MENSAL EFICIENTE DE ÓLEO DIESEL - PARTIDA QUENTE	2.607,50

VALOR DO REEMBOLSO MENSAL DOS COMBUSTÍVEIS (CARVÃO E ÓLEOS SECUNDÁRIOS)	R\$
Artigo 14, §3º	CUSTO TOTAL DOS COMBUSTÍVEIS (C _{comb})
	-185.572,63
	VALOR DO REEMBOLSO MENSAL DE JANEIRO DOS COMBUSTÍVEIS (CARVÃO E ÓLEOS SECUNDÁRIOS)
	-185.572,63

VALOR DO REEMBOLSO MENSAL DOS COMBUSTÍVEIS (CARVÃO E ÓLEOS SECUNDÁRIOS)	R\$
Artigo 14, §3º	CUSTO TOTAL DOS COMBUSTÍVEIS (C _{comb})
	-250.047,57
	VALOR DO REEMBOLSO MENSAL DE FEVEREIRO A DEZEMBRO DOS COMBUSTÍVEIS (CARVÃO E ÓLEOS SECUNDÁRIOS)
	-2.750.523,24

	VALOR DO REEMBOLSO DO CARVÃO ANUAL	-R\$3.022.143,26
	VALOR DO REEMBOLSO DO ÓLEO A1 ANUAL	R\$0,00
	VALOR DO REEMBOLSO DO ÓLEO DIESEL ANUAL	R\$86.047,40
	VALOR TOTAL DE COMBUSTÍVEIS ANUAL	-R\$2.936.095,86
	VALOR MÁXIMO CALCULADO PELA MÉDIA ANUAL	R\$33.027.312,40

Informativo sobre a COPEL - para fins gerenciais		
Artigo 14, item I	ESTOQUE ESTRATÉGICO (t) REEMBOLSADO PELA CDE EM 2019	0
Artigo 14, item II	ESTOQUE ESTRATÉGICO PREVISTO PARA FINAL 2019 (t) ⁴	13.000
	ESTOQUE ESTRATÉGICO A SER CONSTITUÍDO PELA COPEL	0,00

B.VI - Previsão reembolso de Carvão Mineral – CGTEE

PROGRAMAÇÃO DE REEMBOLSO DE CARVÃO MINERAL - CGTEE - CANDIOTA III - COMPETÊNCIA JANEIRO A ABRIL/2020		
FONTE	DADO UTILIZADO	
Artigo 14, item I	COMPRA MÍNIMA - CONTRATO	400.000
Artigo 14, item I	COMPRA MÍNIMA - CONTRATO 2002 - Clausula terceira - parágrafo único	533.333
Projeção CCEE	COBERTURA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	100%
Artigo 14, parágrafo 1º	Qcompra_eficiente - Compra mínima eficiente	400.000
Artigo 14, item I	ESTOQUE HISTÓRICO (Prés. Médici + Candiota III)	3.576.620
Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO 2013 - 2016 (t)²	238.441
Artigo 14, item I	ESTOQUE CUSTEADO PELA CDE E NÃO CONSUMIDO (t) (Eₐ -)	0
Artigo 14, item I	ESTOQUE ESTRATÉGICO (t) ⁴	0
Artigo 14, item II	QUANTIDADE DE CARVÃO CONSUMIDA DO ESTOQUE ESTRATÉGICO (t)	0
Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL ¹	Ehist_geração - PROJEÇÃO DEVOLUÇÃO DO Ehist VIA GERAÇÃO OBSERVADA EM 2019 (t)²	87.129,61
Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL ¹	Ehist_orçamento - DEVOLUÇÃO DO Ehist VIA DESCONTO NO ORÇAMENTO DE 2020 (t)	151.311,72
	QUANTIDADE EFETIVA (t) Qefetiva ¹ (de janeiro a abril/20)	248.688
Artigo 14, item III Atualizado pelo IPCA, de 12/2016 à 08/2017 para o orçamento 2018, de 08/2017 até 08/2018 para o orçamento 2019 e de 12/2018 à 08/2019 para o orçamento 2020.	VALOR MÁXIMO CALCULADO PELA MÉDIA (R\$)	37.039.064,70
Contrato CGTEE/UPME/98-02026 (Preço disposto no 12º Aditivo - Minuta)	PREÇO CONTRATO - INCLUI TRANSPORTE (R\$/t)²	81,51
	REEMBOLSO MENSAL EFICIENTE DO CARVÃO MINERAL (R\$)	5.067.645,43
	REEMBOLSO ACUMULADO DE JANEIRO A ABRIL (Anterior ao reajuste do preço do carvão) (R\$)	20.270.581,70

PROGRAMAÇÃO DE REEMBOLSO DE CARVÃO MINERAL - CGTEE - CANDIOTA III - COMPETÊNCIA MAIO A DEZEMBRO/2020		
FONTE	DADO UTILIZADO	
Artigo 14, item I	COMPRA MÍNIMA - CONTRATO	800.000
Artigo 14, item I	COMPRA MÍNIMA - CONTRATO 2002 - Clausula terceira - parágrafo único	1.066.667
Projeção CCEE	COBERTURA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	100%
Artigo 14, parágrafo 1º	Qcompra_eficiente - Compra mínima eficiente	800.000
Artigo 14, item I	ESTOQUE HISTÓRICO (Prés. Médici + Candiota III)	3.576.620
Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL	1/5 ESTOQUE HISTÓRICO 2013 - 2016 (t)²	476.883
Artigo 14, item I	ESTOQUE CUSTEADO PELA CDE E NÃO CONSUMIDO (t) (Eₐ -)	0
Artigo 14, item I	ESTOQUE ESTRATÉGICO (t) ⁴	0
Artigo 14, item II	QUANTIDADE DE CARVÃO CONSUMIDA DO ESTOQUE ESTRATÉGICO (t)	0
Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL ¹	Ehist_geração - PROJEÇÃO DEVOLUÇÃO DO Ehist VIA GERAÇÃO OBSERVADA EM 2019 (t)²	174.259,23
Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL ¹	Ehist_orçamento - DEVOLUÇÃO DO Ehist VIA DESCONTO NO ORÇAMENTO DE 2020 (t)	302.623,44
	QUANTIDADE EFETIVA (t) Qefetiva ¹ (de maio a dezembro/20)	497.377
Artigo 14, item III Atualizado pelo IPCA, de 12/2016 à 08/2017 para o orçamento 2018, de 08/2017 até 08/2018 para o orçamento 2019 e de 12/2018 à 08/2019 para o orçamento 2020.	VALOR MÁXIMO CALCULADO PELA MÉDIA (R\$)	74.078.129,40
Contrato CGTEE/UPME/98-02026 (atualizado por IPCA, para estimativa uma vez que o cálculo de reajuste do contrato não está pronto)	PREÇO CONTRATO - INCLUI TRANSPORTE (R\$/t) ²	84,77
	REEMBOLSO MENSAL EFICIENTE DO CARVÃO MINERAL (R\$)	5.270.351,24
	REEMBOLSO ACUMULADO DE MAIO A DEZEMBRO (Após reajuste do preço do carvão) (R\$)	42.162.809,94

PROGRAMAÇÃO DE REEMBOLSO - CGTEE - CANDIOTA III - 2020 - COMBUSTÍVEL SECUNDÁRIO

FONTE	DADO UTILIZADO	
Premissa informada pelo beneficiário	ÓLEO COMBUSTÍVEL A1 - Nº DE PARTIDAS/ANO	12
Premissa informada pelo beneficiário	CONSUMO/ PARTIDA (t) ¹	100,00
Conversão	CONSUMO/ PARTIDA (kg)	100.000
Os preços tiveram em sua projeção, o incremento de 8%, que refere-se a média dos aumentos dos combustíveis de Jan/14-Ago17	PROJEÇÃO PREÇO ANP	1,80
	ÓLEO COMBUSTÍVEL A1 (R\$)	2.160.000,00
Projeção CCEE	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	100,00%
	REEMBOLSO MENSAL EFICIENTE DE ÓLEO COMBUSTÍVEL A1 - PARTIDA FRIO	540.000,00

FONTE	DADO UTILIZADO	
Premissa informada pelo beneficiário	ÓLEO COMBUSTÍVEL A1 - Nº DE PARTIDAS/ANO	12
Premissa informada pelo beneficiário	CONSUMO/ PARTIDA (t) ¹	100,00
Conversão	CONSUMO/ PARTIDA (kg)	100.000
Os preços tiveram em sua projeção, o incremento de 8%, que refere-se a média dos aumentos dos combustíveis de Jan/14-Ago17	PROJEÇÃO PREÇO ANP	1,80
	ÓLEO COMBUSTÍVEL A1 (R\$)	2.160.000,00
Projeção CCEE	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	100,00%
	REEMBOLSO MENSAL EFICIENTE DE ÓLEO COMBUSTÍVEL A1 - PARTIDA QUENTE	270.000,00

FONTE	DADO UTILIZADO	
Premissa informada pelo beneficiário	ÓLEO DIESEL - Nº DE PARTIDAS	12
Premissa informada pelo beneficiário	CONSUMO/ PARTIDA (t)	60,00
Conversão	CONSUMO/ PARTIDA (kg)	60.000
Cálculo baseado no último preço ANP publicado + percentual de variação, considerando a média histórica do preço ANP	PROJEÇÃO PREÇO ANP	2,66
	ÓLEO DIESEL (R\$)	1.915.200,00
Projeção CCEE	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	100,00%
	REEMBOLSO MENSAL EFICIENTE DE ÓLEO DIESEL - PARTIDA FRIO	478.800,00

FONTE	DADO UTILIZADO	
Premissa informada pelo beneficiário	ÓLEO DIESEL - Nº DE PARTIDAS	12
Premissa informada pelo beneficiário	CONSUMO/ PARTIDA (t)	40,00
Conversão	CONSUMO/ PARTIDA (kg)	40.000
Cálculo baseado no último preço ANP publicado + percentual de variação, considerando a média histórica do preço ANP	PROJEÇÃO PREÇO ANP	2,66
	ÓLEO DIESEL (R\$)	1.064.000,00
Projeção CCEE	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	100,00%
	REEMBOLSO MENSAL EFICIENTE DE ÓLEO DIESEL - PARTIDA QUENTE	133.000,00

VALOR DO REEMBOLSO DE JANEIRO A ABRIL DOS COMBUSTÍVEIS (CARVÃO E ÓLEOS SECUNDÁRIOS)		R\$
Artigo 14, §3º	CUSTO TOTAL DOS COMBUSTÍVEIS (C _{comb})	6.086.445,43
	VALOR DO REEMBOLSO MENSAL DE JANEIRO A ABRIL DOS COMBUSTÍVEIS (CARVÃO E ÓLEOS SECUNDÁRIOS)	24.345.781,70

VALOR DO REEMBOLSO DE MAIO A DEZEMBRO DOS COMBUSTÍVEIS (CARVÃO E ÓLEOS SECUNDÁRIOS)		R\$
Artigo 14, §3º	CUSTO TOTAL DOS COMBUSTÍVEIS (C _{comb})	5.673.351,24
	VALOR DO REEMBOLSO MENSAL DE MAIO A DEZEMBRO DOS COMBUSTÍVEIS (CARVÃO E ÓLEOS SECUNDÁRIOS)	45.386.809,94

VALOR DO REEMBOLSO DO CARVÃO ANUAL	R\$62.433.391,64
VALOR DO REEMBOLSO DO ÓLEO A1 ANUAL	R\$4.320.000,00
VALOR DO REEMBOLSO DO ÓLEO DIESEL ANUAL	R\$2.979.200,00
VALOR TOTAL DE COMBUSTÍVEIS ANUAL	R\$69.732.591,64
VALOR MÁXIMO CALCULADO PELA MÉDIA ANUAL	R\$111.117.194,10

Informativo sobre a CGTEE - para fins gerenciais		
Artigo 14, item I	ESTOQUE ESTRATÉGICO (t) REEMBOLSADO PELA CDE EM 2019	0
Artigo 14, item II	ESTOQUE ESTRATÉGICO FINAL 2019 (t) ⁴	100.000
	ESTOQUE ESTRATÉGICO A SER CONSTITUÍDO PELA CGTEE	100.000,00

B.VII - Projeção do reembolso de Carvão Mineral para janeiro de 2020



PAC 2020 - SUB CONTA CARVÃO MINERAL

MEMÓRIA DE CÁLCULO DO REEMBOLSO DO CARVÃO MINERAL DE JAN/20 ¹			
BENEFICIÁRIO	CARVÃO MINERAL	ÓLEO COMBUSTÍVEL	ÓLEO DIESEL
COPEL	R\$1.436.809,47	R\$0,00	R\$0,00
CGTEE	R\$4.533.100,69	R\$445.696,93	R\$0,00
DIAMANTE	R\$48.722.615,21	R\$422.729,79	R\$844.594,27
TOTAL POR RUBRICA	R\$54.692.525,37	R\$868.426,72	R\$844.594,27
TOTAL PROJETADO PARA O REEMBOLSO DE JAN/20			R\$56.405.546,36

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



EMPRESA	USINA	POTÊNCIA (MW)	ENERGIA	Q X PCI	(ηusina) PAC2020	(ηusina) 2019	(ηusina) 2017
CGTEE	CANDIOTA III	350	623.105,42	1.387.183,97	44,92%	40,37%	31,92%
COPEL	FIGUEIRA ¹	20	N/A	N/A	N/A	12,50%	13,15%
DIAMANTE	UTLA1	100	46.517,37	191.091,01	24,34%	25,75%	25,28%
DIAMANTE	UTLA2	132	300.200,93	1.019.889,02	29,43%	29,61%	30,03%
DIAMANTE	UTLB	262	507.622,42	1.864.348,14	27,23%	28,60%	28,87%
DIAMANTE	UTLC	363	976.366,31	3.038.761,40	32,13%	33,37%	35,11%
DIAMANTE	COMPLEXO JORGE LACERDA (MÉDIA PONDERADA)	-	-	-	29,31%	30,44%	31,27%

Eficiência Energética Líquida - PAC CDE Carvão Mineral 2020	
DIAMANTE (COMPL. J. LACERDA)	87,10%
CGTEE (CANDIOTA III)	128,30%
COPEL (FIGUEIRA) ¹	50,00%

Eficiência de Referência (REN nº 801/2017)	
25%	Até 50MW
30%	Acima de 50MW até 150MW
35%	Acima de 150MW

Ponderação da DIAMANTE (em atendimento ao disposto no artigo 2º parágrafo 3º. da REN nº 801/2017)			
Usinas	Potência Instalada por usina	Perc. de Referência (REN nº 801/2017)	Resultado
UTLA1	100	30	3000
UTLA2	132	30	3960
ULTB	262	35	9170
UTLC	363	35	12705
Total	857	130	28835
Média		33,65	33,65%
Perc. Efic. Energética		87,10%	

Eficiência Energética Praticada em 2019	
90,49%	Compl. Jorge Lacerda (DIAMANTE)
100,00%	Candiota III (CGTEE)
50,00%	Figueira (COPEL)

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

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



PLANO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DOS SISTEMAS ISOLADOS PARA 2020

PEN SISOL 2020

Operador Nacional do Sistema Elétrico

Rua Júlio do Carmo, 251 – Cidade Nova

20211-160 Rio de Janeiro RJ

© 2019/ONS

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração é proibida sem autorização.

DPL-REL-0248/2019

PLANO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DOS SISTEMAS ISOLADOS PARA 2020

PEN SISOL 2020

Minuta DPL-REL-0248-2019 - PEN SISOL 2020.docx

Sumário

1	Apresentação	5
2	Introdução	6
3	Conclusões e Recomendações	10
4	Premissas Básicas	12
4.1	Carga Própria	12
4.2	Geração Térmica a Gás Natural	13
4.3	Inclusões e Integrações de Sistemas	13
4.4	Composição da Matriz de Energia Elétrica	14
4.5	Número de Horas de Operação	15
4.6	Cronograma de Manutenção	16
4.7	Limites de Consumo Específico	17
5	Balancos Energéticos	18
5.1	Acre	18
5.2	Amapá	19
5.3	Amazonas	20
5.4	Mato Grosso	26
5.5	Pará	27
5.6	Pernambuco	28
5.7	Rondônia	29
5.8	Roraima	31
5.8.1	Capital	32
5.8.2	Interior	33
6	Síntese dos Resultados	37
6.1	Previsão de Geração Hidráulica	37

6.2	Previsão de Geração Térmica a Gás Natural e Biomassa	37
6.3	Importação de Energia	38
6.4	Leilões de Contratação de Energia e Potência	38
6.5	Consumo Previsto por Tipo de Combustível	40
6.6	Geração Térmica e Consumo de Combustíveis por Empresa	40
6.7	Sensibilidades	41
6.7.1	Caso 1 - Entrada em operação das usinas vencedoras do Leilão N° 02/2016, para atender ao Amazonas	41
6.7.2	Caso 2 – Fornecimento de Energia a Três Fronteiras (MT) por Machadinho D'Oeste (RO)	42
6.7.3	Caso 3 - Indisponibilidade de biomassa em Itacoatiara (Amazonas)	44
6.8	Balances de Energia por Empresa	46
	ANEXO I: Sazonalização dos Atendimentos Previstos	47

6.2	Previsão de Geração Térmica a Gás Natural e Biomassa	37
6.3	Importação de Energia	38
6.4	Leilões de Contratação de Energia e Potência	38
6.5	Consumo Previsto por Tipo de Combustível	40
6.6	Geração Térmica e Consumo de Combustíveis por Empresa	40
6.7	Sensibilidades	41
6.7.1	Caso 1 - Entrada em operação das usinas vencedoras do Leilão N° 02/2016, para atender ao Amazonas	41
6.7.2	Caso 2 – Fornecimento de Energia a Três Fronteiras (MT) por Machadinho D'Oeste (RO)	42
6.7.3	Caso 3 - Indisponibilidade de biomassa em Itacoatiara (Amazonas)	44
6.8	Balancos de Energia por Empresa	46
	ANEXO I: Sazonalização dos Atendimentos Previstos	47

1 Apresentação

Em 22 de junho de 2016, foi publicada a medida provisória nº 735/2016, que estabeleceu que, a partir de 2017, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) seria a responsável por gerir os recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) e da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Tal medida deu origem a Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, onde se definiu, dentre outros temas, que as atividades de previsão de carga e planejamento da operação energética dos Sistemas Isolados seriam executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

Estas atividades foram detalhadas no Decreto da Presidência da República nº 9.022, de 03 de abril de 2017, onde foi estabelecido que a previsão de carga e o planejamento da operação energética dos Sistemas Isolados (SISOL) seriam regulados por Procedimentos Operacionais Específicos. De acordo com a previsão legal, o procedimento intitulado "Procedimentos Operacionais para previsão de carga e planejamento da operação dos Sistemas Isolados" teve seu uso autorizado pelo Despacho ANEEL nº 4.343/2017. O referido Procedimento apresenta as bases para elaboração deste relatório, estabelecendo os objetivos, definições, produtos e responsabilidades dos agentes envolvidos.

Tendo como base a versão preliminar deste Procedimento, no ano de 2017 foi elaborado o primeiro relatório de planejamento anual da operação energética dos Sistemas Isolados, consubstanciando no "Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados para 2018 - PEN SISOL 2018", elaborado pelo ONS com a participação e contribuição dos Agentes detentores de ativos e carga dos Sistemas Isolados, da CCEE e da EPE.

O presente relatório, o "Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados para 2020 - PEN SISOL 2020", é a terceira edição desse Plano, elaborada de acordo com a nova configuração de responsabilidades previstas para a gestão da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

2 Introdução

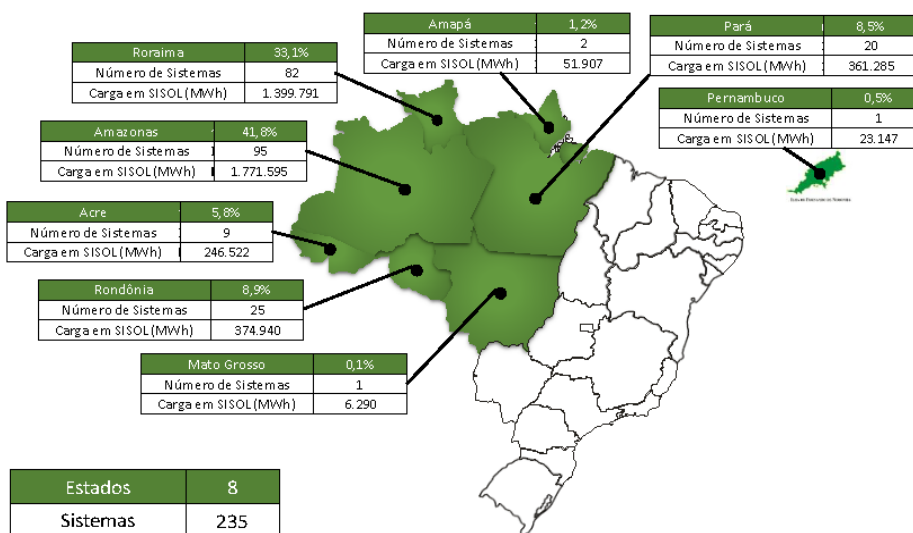
O Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados (PEN SISOL) tem por objetivo apresentar as avaliações das condições de atendimento dos Sistemas Isolados Brasileiros para o próximo ano civil, subsidiando, assim, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE quanto à eventual necessidade de estudos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

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

Na última década, com base em estudos no âmbito do planejamento da expansão, MME/EPE, foi decidida a integração ao SIN das capitais dos estados da região Norte: Rio Branco e Porto Velho, em 2009; e Manaus e Macapá, a partir de 2013, objetivando levar aos consumidores dessas áreas o mesmo padrão de qualidade e confiabilidade de atendimento já existente no SIN. Ressalta-se, no entanto, que está previsto, no Plano Decenal de Energia Elétrica - PDE 2027, a interligação de Boa Vista ao SIN em 2027, data que pode ser adiantada, caso sejam resolvidas as dificuldades técnicas, econômicas e socioambientais. Não obstante, restrições econômicas, a grande dispersão de localidades e as características típicas de região de floresta farão com que continue existindo um grande número de Sistemas Isolados de pequeno porte na região amazônica.

Atualmente, existem 235 Sistemas Isolados, localizados principalmente na região norte, compreendendo os estados do Acre, Amapá, Amazonas, Mato Grosso, Pará, Rondônia e Roraima, além da ilha de Fernando de Noronha, pertencente ao estado de Pernambuco. A distribuição geográfica desses sistemas isolados pode ser visualizada na Figura 2-1, a seguir.

Figura 2-1: Distribuição Geográfica dos Sistemas Isolados – 2020



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

Além disso, a dimensão e a composição atual destes sistemas são bastante variadas, existindo sistemas de pequeno porte, com geração associada de 6 kW, como é o caso de comunidade indígenas em Roraima, até sistemas de porte bem mais elevado, como a capital do estado de Roraima, Boa Vista, que tem um parque gerador térmico baseada em óleo Diesel de 270.520 kW.

No total são 09 agentes responsáveis pelo suprimento de energia a esses sistemas, conforme a Tabela 2-1, a seguir.

Tabela 2-1: Agentes responsáveis pelo suprimento de energia aos Sistemas Isolados

EMPRESA	UF
CEA	AP
CELPA	PA
ENERGISA - Rondônia	RO
ENERGISA - Acre	AC
Amazonas Energia	AM
Roraima Energia	RR
ENERGISA - Mato Grosso	MT
CELPE	PE
Petrobras Alcoa	PA

Em 2019 foram integrados dois Sistemas Isolados ao SIN, são os sistemas Alenquer (PA) e Monte Alegre (PA), na área de concessão da CELPA. Destaca-se que, para o ano de 2020, a carga de Normandia (RR) voltou a ser considerada separada de Bonfim (RR).

O presente Relatório está estruturado como descrito a seguir, além da Apresentação e Introdução:

Item 3 – Conclusões e Recomendações, onde são destacados os principais resultados e o encaminhamento sugerido.

Item 4 – Premissas Básicas, onde são apresentadas as principais premissas adotadas, destacando-se:

- A carga própria total prevista dos Sistemas Isolados para 2020, que totaliza 483 MWmed, equivalentes a 0,7% da carga total do Brasil. Tal valor representa um aumento de 3,3% em relação à carga global prevista no Plano Anual de Operação dos Sistemas Isolados de 2019; e
- A composição do parque gerador, que tem por base as informações cadastradas pelos agentes no Sistema de Coleta de Dados – SCD – da CCEE e no Banco Informações de Geração – BIG da ANEEL – e definido por regulações específicas da ANEEL.

Item 5 – Balanços Energéticos, onde são detalhadas as análises por localidade e estado, apresentando balanços de energia e demanda, sendo identificada a necessidade de geração térmica e os respectivos montantes de combustível.

Item 6 – Síntese dos Resultados, onde é apresentada a contribuição de cada fonte no atendimento à carga dos Sistemas Isolados, além da variação das previsões atuais em relação ao previsto no plano anterior e ao efetivamente verificado.

Anexo I – Sazonalização dos Atendimentos Previstos, onde estão contidos os suprimentos previstos e a geração das usinas com discretização em base mensal.

3 Conclusões e Recomendações

Tendo por base as premissas de previsão de carga, aprovadas por todos os agentes e documentadas na Nota Técnica do ONS NT 0087/2019 "Consolidação da Previsão da Carga para o Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados – PEN SISOL 2020", a carga de 2020 deve atingir montantes de 483 MWmed.

A disponibilidade efetiva de geração cadastrada no SCD/CCEE e na base de dados da expansão da geração da SFG/ANEEL, que atende a Sistemas Isolados, totaliza 1.225 MW efetivos em operação no início de 2020. Levando-se em consideração os balanços de energia, onde são detalhados os montantes dos contratos de energia e de geração própria de cada distribuidora, a Tabela 3-1, a seguir, apresenta uma síntese dos resultados que permitirão a CCEE elaborar a previsão de reembolsos no âmbito do Plano Anual de Contas – PAC 2020, em conformidade com a Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016.

Tabela 3-1: Geração Térmica e Consumo de Combustível Previstos

Geração Térmica e Consumo de Combustível Previstos				
Empresa	Geração Térmica PIE	Geração Térmica Própria		
	(MWh)	(MWh)	Consumo de Combustível	Combustível
CEA	48.396	3.511	1.015	Diesel (m³)
CELPA	302.670	0	0	Diesel (m³)
Roraima Energia - Capital	0	1.347.717	381.404	Diesel (m³)
Roraima Energia - Interior	0	14.710	4.607	Diesel (m³)
ENERGISA - Acre	254.547	0	0	Diesel (m³)
Amazonas Energia	1.280.966	377.535	92.696	Diesel (m³)
Amazonas Energia	0	61.870	18,432	GN (MMm³)
Amazonas Energia (PIE BK)	43.200	0	0	Biomassa
ENERGISA - Rondônia	374.940	0	0	Diesel (m³)
ENERGISA - Mato Grosso	0	6.290	1.818	Diesel (m³)
CELPE	0	23.147	6.550	Diesel (m³)
Petrobras/Alcoa Beneficiamento	0	49.123	13.902	Diesel (m³)
Petrobras/Alcoa Porto	0	9.491	2.686	Diesel (m³)
	2.261.519	1.831.524	504.678	DIESEL (m³)
Total por tipo de Combustível	0	61.870	18,432	GN (MMm³)
	43.200	0	0	Biomassa
Total Geral	2.304.719	1.893.394		

Da Tabela 3-1, anterior, observa-se que a previsão de geração com base em contratos de energia atinge montantes de 2.261.519 MWh de geração térmica a Diesel e 43.200 MWh de geração térmica a biomassa, o que representa, cerca de 55% do total de geração prevista para reembolso da CDE. A previsão de geração térmica própria dos Agentes, com uso de óleo Diesel e Gás Natural, representa cerca de 45% do total, atingindo montantes a serem reembolsados de 1.831.524 MWh,

equivalentes ao consumo de 504.678 m³ de Diesel, e 61.870 MWh, equivalentes ao consumo de 18,432 MMm³ de Gás Natural.

Quando comparados aos montantes do Plano de 2019, os valores previstos para 2020 apresentam incrementos de 7,8% no consumo de Gás Natural, de 0,2% no consumo de óleo Diesel e a manutenção dos valores previstos para a geração baseada em Biomassa.

A interrupção da importação de energia proveniente da Venezuela, desde março de 2019, teve um alto impacto na operação no ano de 2019 e na previsão de atendimento energético do sistema de Boa Vista para o ano de 2020. Este cenário, sem importação de energia, será considerado no caso base deste Plano e tem um impacto significativo no consumo de óleo Diesel previsto para 2020.

Com relação aos novos empreendimentos de geração, no estado do Amazonas, vencedores do Leilão de Contratação de Energia e Potência nº 02/2016, cabe destacar que, para a elaboração do cenário base do PEN SISOL 2020 foram consideradas as datas de previsão de entrada em operação comercial previstas no acompanhamento da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração da ANEEL, conforme o exposto no "Relatório do Acompanhamento das Centrais Termelétricas", de 22 de agosto de 2019.

De forma a subsidiar avaliações de cenários, o ONS elaborou três casos de sensibilidade para este PEN SISOL 2020, a saber: Caso 1 - sensibilidade com relação a incerteza quanto a entrada em operação das usinas vencedoras do Leilão N° 02/2016 (AM). Neste cenário foi estendida a operação das usinas atuais até o final de 2020; Caso 2 – sensibilidade quanto à incerteza do fornecimento de energia a Três Fronteiras (MT) por Machadinho D'Oeste (RO). Neste caso a localidade de Três Fronteiras é considerada como um sistema isolado e atendida por geração localizada em Machadinho D'Oeste; Caso 3 – sensibilidade com relação a incerteza quanto a disponibilidade de biomassa em Itacoatiara. Neste caso foi simulada uma situação extrema, com total substituição da geração do PIE por geração própria da distribuidora (Diesel).

Com base no exposto e considerando às demandas do Inciso II do § 2º do Art. 9º do Decreto 9.022, de 31/03/2017, este Operador recomenda que os resultados apresentados neste PEN SISOL 2020 sejam utilizados como subsídios pela CCEE para a elaboração do Plano Anual de Custos da CCC - PAC para o ano de 2020.

4 Premissas Básicas

A elaboração do PEN SISOL 2020 considera a previsão de geração térmica, baseada no balanço energético entre os requisitos de carga e as disponibilidades de todas as fontes para cada sistema isolado pertencente às concessionárias detentoras de sistemas deste tipo. A previsão de mercado utilizada nos estudos foi consolidada em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e consubstanciada na Nota Técnica do ONS NT 0087/2019 “Consolidação da Previsão da Carga para o Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados – PEN SISOL 2020”.

Com base nestas diretrizes, as premissas consideradas na elaboração do PEN SISOL 2020 estão detalhadas neste item.

4.1 Carga Própria

A carga própria prevista para 2020 corresponde a aprovada pela área de previsão de carga do ONS em conjunto com a EPE e totaliza 483 MWmed, o que representa um aumento de 3,3% em relação à carga própria prevista no Plano Anual de Operação do ano anterior. Na Tabela 4-1, a seguir, são apresentados os totais de carga própria de energia, por empresa, previstos para 2020 e a variação percentual em relação ao ano anterior.

Tabela 4-1: Carga Própria de Energia Prevista – 2020 (MWh/MWmed)

EMPRESA	Carga Prevista para 2020	Previsão para o Plano 2019	Varição em relação ao Previsto no Plano 2019
CEA	51.907	46.240	12,3%
CELPA	302.670	308.448	-1,9%
ENERGISA - Rondônia	374.940	363.028	3,3%
ENERGISA - Acre	246.522	233.412	5,6%
Amazonas Energia	1.771.595	1.690.660	4,8%
Roraima Energia - Interior	303.082	312.450	
Roraima Energia - Capital	1.096.708	1.049.332	2,8%
ENERGISA - Mato Grosso	6.290	5.877	7,0%
CELPE	23.147	19.781	17,0%
Petrobras Alcoa Beneficiamento	49.123	62.801	-21,8%
Petrobras Alcoa Porto	9.491	9.764	-2,8%
TOTAL (MWh)	4.235.477	4.101.793	3,3%
TOTAL (MWmed)	483	468	3,3%

A principal variação positiva observada na Tabela 4-1, anterior, é observada para a área de concessão da CELPE (17,0%), justificada pelo crescimento do fluxo turístico e pelo aumento do padrão de vida dos habitantes. A principal variação negativa refere-se à baixa previsão de demanda apresentada pela Petrobras para as regiões de sua concessão (-21,8%), justificadas pela indicação de redução na produção de bauxita pela planta industrial atendida neste sistema.

4.2 Geração Térmica a Gás Natural

O atendimento com geração térmica a gás natural está previsto nos Sistemas Isolados de Anamá, Anori, Caapiranga e Codajás, na área de concessão da Amazonas Energia, para todo o ano de 2020. Além destes sistemas, que são atendidos com geração própria da distribuidora, existe a previsão de entrada em operação, durante este ano de 2019, de um produtor independente de energia (PIE) que atenderá a localidade de Coari com geração baseada também em gás natural.

4.3 Inclusões e Integrações de Sistemas

O planejamento para 2020 contempla o atendimento a 235 sistemas isolados, conforme apresentado na Tabela 4-2, a seguir. A variação em relação ao plano de 2019 refere-se às interligações ao SIN dos sistemas de Alenquer (PA) e Monte Alegre (PA), da CELPA. Adicionalmente, não há previsão de interligações durante o ano de 2020.

Tabela 4-2: Número de Sistemas Isolados por Empresa em 2020

Empresa	Nº de Sistemas Previstos no Plano 2019	Integrações ao SIN em 2019	Nº de Sistemas Previstos para o Início de 2020	Inclusões para o Plano 2020	Integrações a outro SISOL em 2020	Nº de Sistemas Previstos para o Fim de 2020
CEA	2	0	2	0	0	2
CELPA	20	2	18	0	0	18
Roraima Energia - Capital	1	0	1	0	0	1
Roraima Energia - Interior	81	0	81	0	0	81
ENERGISA - Acre	9	0	9	0	0	9
Amazonas Energia	95	0	95	0	0	95
ENERGISA - Rondônia	25	0	25	0	0	25
ENERGISA - Mato Grosso	1	0	1	0	0	1
CELPE	1	0	1	0	0	1
Petrobras Alcoa Beneficiamento	1	0	1	0	0	1
Petrobras Alcoa Porto	1	0	1	0	0	1
TOTAL	237	2	235	0	0	235

Na área de concessão da Roraima Energia, o sistema de Normandia deixa de ser considerado em conjunto com Bonfim (RR) para o Plano de 2020, voltando a

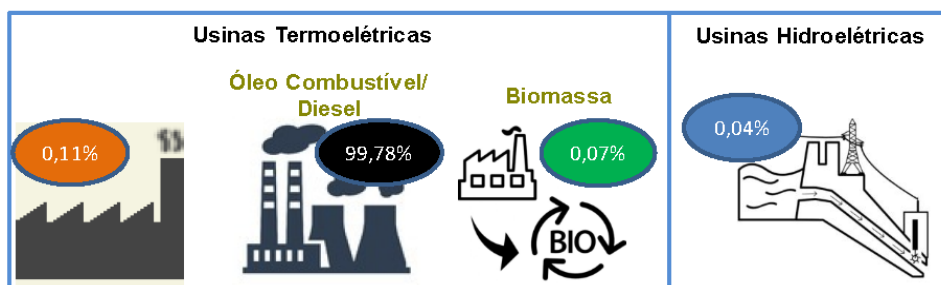
configuração de 2018, enquanto o sistema Comunidade Indígena Vizeu foi declarado como interligado a outro Sistema Isolado. Dessa forma, não houve variação quanto ao número de localidades no estado de Roraima.

4.4 Composição da Matriz de Energia Elétrica

Para composição do balanço de atendimento à carga, foi adotado o parque gerador existente, cadastrado pelos agentes no Sistema de Coleta de Dados – SCD da CCEE – e no Banco de Informações de Geração – BIG da ANELL –, bem como o parque gerador planejado para entrar em operação ao longo de 2019 e 2020, com base no “Relatório do Acompanhamento das Centrais Termelétricas”, da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração da ANEEL, de 22 de agosto de 2019.

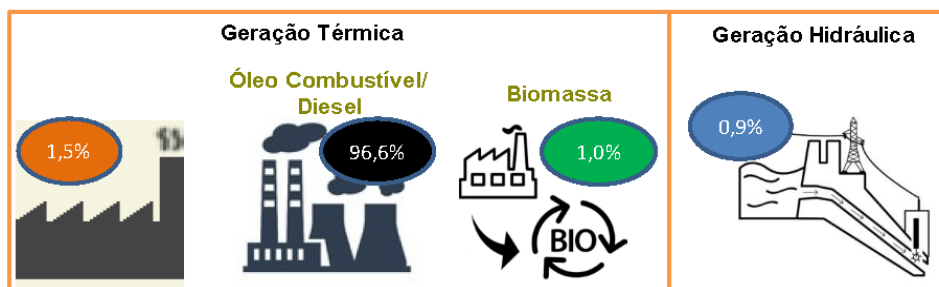
A composição da matriz de energia elétrica instalada que atende aos Sistemas Isolados é majoritariamente baseada em termoeletricas a óleo Diesel, conforme detalhado na Figura 4-1, a seguir.

Figura 4-1: Composição da Matriz de Energia Elétrica



No que tange à geração prevista de energia elétrica por tipo de fonte, para 2020, a predominância da geração por óleo Diesel se confirma, conforme evidenciado na Figura 4-2, a seguir.

Figura 4-2: Geração de Energia Elétrica Prevista para 2020



4.5 Número de Horas de Operação

Está previsto para o ano de 2020 o atendimento 24 horas por dia a todos os Sistemas Isolados, com exceção no estado de Roraima, onde existem 68 Sistemas Isolados, de um total de 82, que não possuem atendimento 24 horas por dia, conforme apresentado na Tabela 4-3, a seguir.

Tabela 4-3: Localidades não Atendidas 24h em Roraima

Sistema	Tempo de Operação (horas/dia)	Sistema	Tempo de Operação (horas/dia)
ÁGUA FRIA	15	COM. IND. SABIÁ	6
COM IND. ARAÇÁ	12	COM. IND. SANTA CREUZA	8
COM IND. BANANAL	12	COM IND. SANTA CRUZ	9
COM IND. BOCA DA MATA	14	COM IND. SANTA INÊS	9
COM IND. CAJU	14	COM IND. SANTA ROSA	9
COM. IND. CARAPARÚ III	6	COM IND. SÃO MARCOS	9
COM. IND. CARAPARÚ IV	6	COM. IND. SERRA DO SOL	6
COM IND. CATUAL	8	COM. IND. SOCÓ	6
COM IND. COBRA	6	COM. IND. SOMA	8
COM IND. CONGRESSO	6	COM. IND. SOROCAIMA I	12
COM. IND. DARORA	12	COM IND. SOROCAIMA II	12
COM. IND. ENSEADA	8	COM. IND. SURUMU	20
COM. IND. ENTRONCAMENTO	12	COM IND. TICOÇA	8
COM IND. FLEXAL	12	COM. IND. WAY WAY SAMAÚMA	8
COM IND. GAVIÃO	6	VILA XIXUAÚ	12
COM. IND. GUARIBA	12	COM. IND. XUMINA	12
COM. IND. INGARUMA	12	COM. IND. PEDRA BRANCA	8
COM IND. JATAPUZINHO	6	COM IND. CANAVIAL	6
COM. IND. MARACÁ	8	BELA VISTA	6
COM IND. MACARANÃ	12	CAICUBI	18
COM. IND. MARUAI	8	VILA DONA COTA	12
COM. IND. MATURUCA	12	VILA FLORESTA	9
COM. IND. MILAGRE	8	VILA ITAQUERA	12
COM. IND. MONTE MURIÁ I	8	VILA LAGO GRANDE	12
COM IND. MONTE MURIÁ II	12	VILA PANACARICA	8
COM. IND. MUTUM	14	VILA REMANSO	12
COM. IND. NAPOLEÃO	12	VILA SACAÍ	18
COM. IND. NOVA ALIANÇA	6	VILA SAMAÚMA	10
COM. IND. NOVA JERUSALÉM	8	VILA SANTA MARIA DO XERUINI	12
COM. IND. OLHO D'AGUA	13	VILA SANTA MARIA VELHA	12
COM IND. PACÚ	8	VILA S. FRANCISCO BX RIO BRANCO	8
COM IND. PATATIVA	8	VILA SÃO PEDRO	8
COM. IND. PEDRA PRETA	12	VILA TANAUÁ	5
COM IND. PERDIZ	6	VILA TERRA PRETA	18

4.6 Cronograma de Manutenção

Com relação ao sistema de atendimento a Boa Vista, nas usinas de Floresta Oliveira, Distrito, Novo Paraíso e Monte Cristo considerou-se que as manutenções programadas não reduzem a disponibilidade contratada, uma vez que as usinas possuem potência instalada superior à contratada.

Para os sistemas isolados do interior estão previstas apenas manutenções programadas de curta duração, que não têm impacto no atendimento.

4.7 Limites de Consumo Específico

Os limites de consumo específico são valores utilizados para transformar a previsão de consumo de energia em montantes de combustível para fins de reembolso para cada usina térmica. Os limites de consumo específico considerados neste Plano são os cadastrados no sistema SCD da CCEE e correspondem aos valores constantes no Anexo II da Resolução Normativa ANEEL Nº 801, de 19/12/2017, exceto para as usinas que usufruem de flexibilização específica apontada nos Despachos ANEEL nº 465, de 23/02/2016 e nº 573, de 08/03/2016.

5 Balanços Energéticos

5.1 Acre

A área de concessão de distribuição no Acre foi adquirida pela Energisa, no leilão realizado em 30/08/18, sendo que para o ano de 2020, esta é a empresa distribuidora responsável pelo atendimento a esta região. Neste PEN SISOL 2020 está contemplado o atendimento a 9 Sistemas Isolados, sendo todos atendidos por contratos de fornecimento de energia, conforme apresentado na Figura 5-1 e detalhado na Tabela 5-1, a seguir.

Figura 5-1: Sistemas – Energisa Acre



Tabela 5-1: Previsão da Geração e Consumo de Combustível – Energisa Acre

CEG	Usina	Total de Energia (MWh)	Energia (MWmed)	Demanda Máxima (MWh/h)	Quantidade de Combustível m ³
UTE.PE.AC.034375	Assis Brasil - TEGG	6.711	0,76	1,22	-
UTE.PE.AC.034372	CRUZEIRO DO SUL	170.212	18,46	31,19	-
UTE.PE.AC.034374	FEIJÓ	22.549	2,57	4,13	-
UTE.PE.AC.034414	UTE Jordão	3.060	0,35	0,62	-
UTE.PE.AC.034376	Manoel Urbano - TEGG	7.825	0,89	1,50	-
UTE.PE.AC.034412	UTE Marechal Thaumaturgo	6.610	0,75	1,29	-
UTE.PE.AC.034413	UTE Porto Walter	5.823	0,66	1,09	-
UTE.PE.AC.034415	UTE Santa Rosa do Purus	2.354	0,27	0,49	-
UTE.PE.AC.034373	TARAUACÁ	29.403	3,35	5,58	-
TOTAL		254.547	28,06	47,12	0

A localidade de Guajará (AM), localizada na área de concessão da Amazonas Energia, era abastecida com geração própria no Plano de 2019. Entretanto, de acordo com informações das distribuidoras para o Plano de 2020, a localidade passará a ser suprida a partir da UTE Cruzeiro do Sul (AC).

5.2 Amapá

A Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) é a empresa responsável pela distribuição de energia elétrica no interior do Amapá, sendo que neste PEN SISOL 2020 está contemplado o atendimento a 2 Sistemas Isolados, conforme apresentado na Figura 5-2 e detalhado na Tabela 5-2, a seguir. O atendimento ao sistema de Oiapoque, em decorrência do Leilão nº 001/2014-ANEEL, ficou sob responsabilidade do Consórcio Oiapoque Energia – COEN. Em Lourenço (Calçoene/AM), a carga permanecerá sendo suprida por meio de parque térmico, à base de óleo Diesel, pertencente à própria empresa distribuidora.

Figura 5-2: Sistemas – CEA



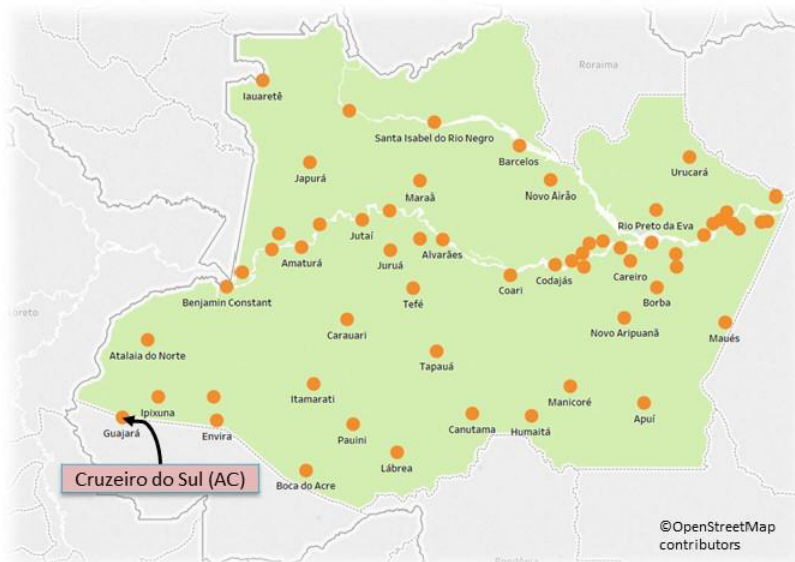
Tabela 5-2: Previsão da Geração e Consumo de Combustível - CEA

CEG	Usina	Total de Energia (MWh)	Energia (MWh/med)	Demanda Máxima (MWh/h)	Quantidade de Combustível m ³
UTE.PE.NP.032304	UTE CIAPOQUE	48.396	5,51	5,52	-
UTE.PE.NP.001329	LOURENÇO	3.511	0,40	0,57	1.015
	TOTAL	51.907	5,91	6,09	1.015

5.3 Amazonas

A Amazonas Energia é a empresa responsável pela distribuição de energia elétrica no estado do Amazonas, sendo que, para 2020, estão contemplados os atendimentos a 95 Sistemas Isolados, conforme apresentado na Figura 5-3, a seguir.

Figura 5-3: Sistemas – Amazonas Energia



A partir de 2020, o Sistema Isolado de Guajará, no estado do Amazonas, será suprido a partir de Cruzeiro do Sul (AC), e não mais por geração própria como no Plano de 2019.

Com o objetivo de subsidiar avaliações de cenários, o ONS elaborou dois estudos de sensibilidade neste Plano, envolvendo o atendimento ao estado do Amazonas, sendo um deles baseado na consideração da incerteza quanto a entrada em operação das usinas vencedoras do Leilão N° 02/2016 (AM). Neste primeiro cenário a operação das usinas atuais foi estendida até o final de 2020. No segundo cenário, foi considerada a incerteza quanto a disponibilidade de biomassa na localidade de Itacoatiara, simulando a substituição da geração do PIE por geração própria da distribuidora (Diesel) no ano de 2020.

De acordo com estas informações, considerando o caso base, a Tabela 5-3, a seguir, apresenta a estimativa de geração térmica e o consumo equivalente de Gás Natural; a Tabela 5-4, também a seguir, apresenta a estimativa de geração térmica e o consumo equivalente de óleo Diesel; e a Tabela 5-5 apresenta a estimativa de geração térmica a partir de biomassa.

Tabela 5-3: Previsão da Geração e Consumo de Combustível (GN) – Amazonas Energia

CEG	Usina	Total de Energia	Energia	Demanda Máxima	Quantidade de Combustível
		(MWh)	(MWmed)	(MWh/h)	m³
UTE.GN.AM.000092	ANAMÃ - GÁS	10.663	1,21	2,11	3.081
UTE.GN.AM.000105	ANORI - GÁS	17.111	1,95	3,24	5.646
UTE.GN.AM.000340	CAAPIRANGA	9.101	1,04	4,23	2.630
UTE.GN.AM.000788	CODAJAS - GÁS	24.996	2,85	4,89	7.074
TOTAL		61.870	7,04	14,47	18.432

Tabela 5-4 (parte 1): Previsão da Geração e Consumo de Combustível (Diesel) – Amazonas Energia

CEG	Usina	Total de Energia	Energia	Demanda Máxima	Quantidade de Combustível
		(MWh)	(MWmed)	(MWh/h)	m³
UTE.PE.AM.029534	CAMARUÃ	877	0,10	0,15	354
UTE.PE.AM.001060	Guajará	0	0,91	1,53	-
UTE.PE.AM.027058	ITAPIRANGA	12.732	1,45	2,46	3.679
UTE.PE.AM.001989	PARINTINS	138.698	15,79	27,16	29.127
UTE.PE.AM.029185	RIO PRETO DA EVA	50.594	5,76	9,10	14.318
UTE.PE.AM.027132	SILVES	8.493	0,97	1,59	2.454
UTE.PE.AM.001157	ITACOATIARA	142.713	21,16	35,26	36.106
UTE.PE.AM.000063	ALTEROSA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035829	Alterosa - CGA	980	0,11	0,22	-
UTE.PE.AM.000082	ALVARÃES	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035819	Alvarães - CGA	10.928	1,24	2,02	-
UTE.PE.AM.000087	AMATURA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035833	Amaturá - CGA	6.608	0,75	1,46	-
UTE.PE.AM.000124	APUI	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037732	Apuí - Powertech	20.089	2,29	3,77	-
UTE.PE.AM.027892	ARARA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037724	UTE ARARAS - COE	684	0,08	0,15	0

Tabela 5-4 (parte 2): Previsão da Geração e Consumo de Combustível (Diesel) – Amazonas Energia

CEG	Usina	Total de Energia			Quantidade de Combustível
		(MWh)	(MWmed)	(MWh/h)	
UTE.PE.AM.027971	AUGUSTO MONTENEGRO	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037684	UTE AUGUSTO MONTENEGRO - COE	1.304	0,15	0,27	0
UTE.PE.AM.000175	AUTAZES	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037737	UTE AUTAZES –VPTM	33.962	3,87	6,39	0
UTE.PE.AM.030665	AUXILIADORA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037730	Auxiliadora - Powertech	1.446	0,16	0,31	-
UTE.PE.AM.000181	AXINIM	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037731	Axinim - Powertech	2.065	0,24	0,55	-
UTE.PE.AM.000201	BARCELOS	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037691	UTE BARCELOS - COE	16.326	1,86	3,02	0
UTE.PE.AM.000230	BARREIRINHA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037702	UTE BARREIRINHA - COE	18.318	2,09	3,77	0
UTE.PE.AM.000247	BELEM DO SOLIMÕES	356	0,24	0,42	117
UTE.PE.AM.035831	Belém do Solimões - CGA	1.784	0,00	0,48	-
UTE.PE.AM.029491	BELO MONTE	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037709	UTE VILA DE BELO MONTE - COE	828	0,09	0,15	0
UTE.PE.AM.000253	BENJAMIN CONSTANT	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035840	Benjamin Constant + Atalaia do Norte - CGA	34.037	3,87	6,41	-
UTE.PE.AM.000258	BERURI	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037723	UTE BERURI - COE	13.171	1,50	2,57	0
UTE.PE.AM.000259	BETÂNIA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035830	Betânia - CGA	1.514	0,17	0,43	-
UTE.PE.AM.000270	BOA VISTA DO RAMOS	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037703	UTE BOA VISTA DO RAMOS + CAMETÁ - COE	14.945	1,70	3,15	0
UTE.PE.AM.000274	BOCA DO ACRE	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037725	UTE BOCA DO ACRE - COE	36.293	4,13	7,49	0
UTE.PE.AM.000297	BORBA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037735	UTE BORBA–VPTM	26.264	2,99	4,81	0
UTE.PE.AM.000349	CABURÍ	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037687	UTE CABORÍ - COE	5.305	0,60	1,19	0
UTE.PE.AM.002994	CAIAMBÉ	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035813	Caiambé	3.056	0,35	0,99	0
UTE.PE.AM.000614	CAMPINAS	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037721	UTE CAMPINAS - COE	1.037	0,12	0,26	0
UTE.PE.AM.000650	CANUTAMA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037722	UTE CANUTAMA - COE	8.343	0,95	1,60	0
UTE.PE.AM.000671	CARAUARI	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035823	Carauari - CGA	25.911	2,95	5,28	-
UTE.PE.AM.000677	CAREIRO	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037720	UTE CAREIRO DA VÁRZEA - COE	9.750	1,11	2,11	0
UTE.PE.AM.029486	CARVOEIRO	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037686	UTE CARVOEIRO - COE	163	0,02	0,06	0
UTE.PE.AM.000715	CASTANHO	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037718	UTE CASTANHO I - COE	74.023	8,43	14,34	0
UTE.PE.AM.037719	UTE CASTANHO II - COE		0,00		
UTE.PE.AM.000730	CAVIANA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037717	UTE CAVIANA – COE	2.069	0,24	0,51	0
UTE.PE.AM.000784	COARI	0	0,00	0,00	0
UTE.GN.AM.037683	COARI - GÁS	103.362	11,77	18,22	0
UTE.PE.AM.027152	CUCÚÍ	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037694	UTE CUCÚÍ - COE	740	0,08	0,13	0

Tabela 5-4 (parte 3): Previsão da Geração e Consumo de Combustível (Diesel) – Amazonas Energia

CEG	Usina	Total de Energia			Quantidade de Combustível
		(MWh)	(MWmed)	(MWh/h)	
UTE.PE.AM.027087	EIRUNEPÉ	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035822	Eirunepé - CGA	25.636	2,92	5,14	-
UTE.PE.AM.035821	UTE BBF ENVIRA	10.998	1,25	2,65	0
UTE.PE.AM.000915	ESTIRÃO DO EQUADOR	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035825	UTE BBF ESTIRÃO DO EQUADOR	568	0,06	0,15	0
UTE.PE.AM.027893	FEIJOAL	213	0,16	0,31	70
UTE.PE.AM.035828	Feijoal - CGA	1.164	0,00	0,36	-
UTE.PE.AM.000972	FONTE BOA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035838	Fonte Boa - CGA	21.429	2,44	4,44	-
UTE.PE.AM.001090	HUMAITA	11.161	8,13	11,92	3.158
UTE.PE.AM.037733	Humaitá - VPTM	60.235	0,00	14,00	-
UTE.PE.AM.001093	IAUARETE	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037695	UTE IAUARETÊ - COE	1.268	0,14	0,26	0
UTE.PE.AM.001138	IPIRANGA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035826	Ipiranga - CGA	510	0,06	0,12	-
UTE.PE.AM.001139	IPIXUNA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035817	UTE BBF IPIXUNA	8.725	0,99	2,23	0
UTE.PE.AM.001166	ITAMARATI	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035815	Itamarati - CGA	6.721	0,77	1,32	-
UTE.PE.AM.029535	ITAPURU	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037716	UTE ITAPURU - COE	1.225	0,14	0,30	0
UTE.PE.AM.001234	JAPURA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035811	Japurá - CGA	566	0,06	0,11	-
UTE.PE.AM.001283	JURUA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035816	Juruá - CGA	7.352	0,84	1,40	-
UTE.PE.AM.001288	JUTAI	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035836	Jutai - CGA	17.224	1,96	4,03	-
UTE.PE.AM.001291	LABREA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037715	UTE LÁBREA - COE	36.226	4,12	6,56	0
UTE.PE.AM.001329	LIMOEIRO	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035814	Limoeiro - CGA	6.212	0,71	1,22	-
UTE.PE.AM.029577	VILA DE LINDOIA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037696	UTE LINDOIA - COE	4.949	0,56	1,03	0
UTE.PE.AM.001389	MANAQUIRI	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037714	UTE MANAQUIRI - COE	20.688	2,36	4,15	0
UTE.PE.AM.037729	MANICORÉ	34.397	3,92	6,63	0
UTE.PE.AM.001403	MARAA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035818	Maraã - CGA	11.240	1,28	2,31	-
UTE.PE.AM.029495	MATUPI	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037727	Vila de Matupí - Powertech	14.281	1,63	3,17	-
UTE.PE.AM.001445	MAUÉS	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037704	UTE MAUÉS - COE	49.462	5,63	10,84	0
UTE.PE.AM.029323	MOURA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037685	UTE MOURA - COE	895	0,10	0,19	0
UTE.PE.AM.001519	MURITUBA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035810	Murituba - CGA	413	0,05	0,08	-
UTE.PE.AM.001535	NHAMUNDA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037689	UTE NHAMUNDÁ - COE	14.562	1,66	2,77	0
UTE.PE.AM.001571	NOVA OLINDA DO NORTE	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037734	UTE NOVA OLINDA DO NORTE-VPTM	29.438	3,35	5,68	0

Tabela 5-4 (parte 4): Previsão da Geração e Consumo de Combustível (Diesel) – Amazonas Energia

CEG	Usina	Total de Energia		Demanda Máxima (MWh/h)	Quantidade de Combustível m³
		(MWh)	(MWmed)		
UTE.PE.AM.001581	NOVO AIRÃO	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037692	UTE NOVO AIRÃO - COE	19.307	2,20	3,59	0
UTE.PE.AM.000145	NOVO ARIPUANÃ	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037728	Novo Aripuanã - Powertech	21.840	2,49	4,05	-
UTE.PE.AM.001583	NOVO CÉU	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037713	UTE NOVO CÉU - COE	13.566	1,54	2,62	0
UTE.PE.AM.001591	NOVO REMANSO	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037697	UTE NOVO REMANSO - COE	21.604	2,46	4,79	0
UTE.PE.AM.027735	PALMEIRAS	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035827	UTE BBF PALMEIRAS DO JAVARI	487	0,06	0,10	0
UTE.PE.AM.029536	PARAUA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037712	UTE PARAUA - COE	1.258	0,14	0,30	0
UTE.PE.AM.002009	PAUINI	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037706	UTE PAUINI - COE	9.247	1,05	1,66	0
UTE.PE.AM.002022	PEDRAS	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037701	UTE PEDRAS - COE	2.105	0,24	0,47	0
UTE.PE.AM.003027	SACAMBÚ	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037711	UTE SACAMBÚ - COE	1.390	0,16	0,27	0
UTE.PE.AM.002779	SANTA ISABEL DO RIO NEGRO	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037693	UTE SANTA ISABEL DO RIO NEGRO - COE	8.963	1,02	1,60	0
UTE.PE.AM.029213	SANTA RITA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035832	Santa Rita do Well - CGA	3.090	0,35	0,77	-
UTE.PE.AM.029494	SANTANA DO UATUMÃ	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037690	UTE SANTANA DO UATUMÃ - COE	687	0,08	0,14	0
UTE.PE.AM.026795	SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ	1.337	1,86	2,71	378
UTE.PE.AM.035835	Santo Antônio do Içá - CGA	15.044	0,00	3,49	-
UTE.PE.AM.027073	SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037736	São Gabriel da Cachoeira - VPTM	40.967	4,66	7,41	-
UTE.PE.AM.026880	SÃO PAULO DE OLIVENÇA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035837	São Paulo de Olivença - CGA	13.358	1,52	2,79	-
UTE.PE.AM.002701	SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037699	UTE SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ - COE	8.748	1,00	1,58	0
UTE.PE.AM.029485	sucundurí	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037726	Sucundurí - Powertech	872	0,10	0,18	-
UTE.PE.AM.002790	TABATINGA	10.362	7,64	11,06	2.932
UTE.PE.AM.035839	Tabatinga - CGA	56.722	0,00	12,14	-
UTE.PE.AM.002812	TAPAUÁ	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037708	UTE TAPAUÁ - COE	14.115	1,61	2,49	0
UTE.PE.AM.002829	TEFÉ	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035824	Tefé - CGA	94.570	10,77	17,57	-
UTE.PE.AM.002859	TONANTINS	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035834	Tonantins - CGA	10.136	1,15	2,29	-
UTE.PE.AM.002890	TUIUÉ	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037707	UTE TUIUÉ - COE	1.828	0,21	0,45	0
UTE.PE.AM.027088	UARINI	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035820	Uarini - CGA	11.495	1,31	1,95	-
UTE.PE.AM.002911	URUCARÁ	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037698	UTE URUCARÁ - COE	17.380	1,98	3,47	0
UTE.PE.AM.027086	URUCURITUBA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037705	UTE URUCURITUBA + ITAPEAÇU - COE	19.723	2,25	3,54	0
UTE.PE.AM.002986	VILA AMAZÔNIA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037700	UTE VILA AMAZÔNIA + ZÉ AÇU - COE	8.982	1,02	1,90	0
UTE.PE.AM.002991	VILA BITTENCOURT	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.035812	Vila Bittencourt - CGA	779	0,09	0,15	-
UTE.PE.AM.027548	VILA URUCURITUBA	0	0,00	0,00	0
UTE.PE.AM.037710	UTE VILA DE URUCURITUBA - COE	1.014	0,12	0,19	0
TOTAL		1.658.501	194,64	358,78	92.696

Tabela 5-5: Previsão da Geração e Consumo de Combustível (Biomassa) – Amazonas Energia

CEG	Usina	Total de Energia (MWh)	Energia (MWmed)	Demanda Máxima (MWh/h)	Quantidade de Combustível m ³
UTE.FL.AM.028348	BK ENERGIA LTDA	43.200	21,16	35,26	-
	TOTAL	43.200	21,16	35,26	-

5.4 Mato Grosso

O estado do Mato Grosso é atendido quase integralmente pelo Sistema Interligado Nacional. No PEN SISOL 2020, resta apenas um Sistema Isolado, localizado no interior do estado, na área de concessão da Energisa Mato Grosso, conforme apresentado na Figura 5-4 e disposto na Tabela 5-6, a seguir.

De forma a subsidiar uma avaliação de cenários, com base em informações da Energisa, que indicam que há viabilidade na regularização de Três Fronteiras (MT) como um Sistema Isolado ainda em 2019, neste Plano, o ONS elaborou um caso de sensibilidade com base na incerteza quanto ao fornecimento de energia à localidade de Três Fronteiras (MT) por Machadinho D'Oeste (RO). Nesta simulação, Três Fronteiras é considerada um Sistema Isolado e é atendida por geração térmica localizada em Rondônia.

Figura 5.4: Sistema – Energisa Mato Grosso



Tabela 5-6: Previsão da Geração e Consumo de Combustível – Energia Mato Grosso

CEG	Usina	Total de Energia (MWh)	Energia (MWh/ed)	Demanda Máxima (MWh/h)	Quantidade de Combustível m ³
UTE.PE.MT.029365	Guabiá	6.290	0,72	1,46	1.818
	TOTAL	6.290	0,72	1,46	1.818

5.5 Pará

A empresa responsável pela distribuição de energia elétrica no Pará é a Centrais Elétricas do Pará (CELPA). Para esse estado, com a interligação dos sistemas de Alenquer (PA) e Monte Alegre (PA), estão contemplados o atendimento a 18 Sistemas Isolados no PEN SISOL 2020, sendo estes em sua totalidade baseados em contratos de energia com PIE (Consórcio Energia do Pará). Na Figura 5-5 são apresentados os principais sistemas e a geração térmica correspondente é detalhada na Tabela 5-7, a seguir.

Ainda dentro do estado do Pará, a Petrobras Distribuidora é responsável pelo atendimento aos Sistemas Alcoa Beneficiamento e Alcoa Porto, conforme Tabela 5-8, a seguir.

Figura 5.5: Sistemas – CELPA e Petrobras

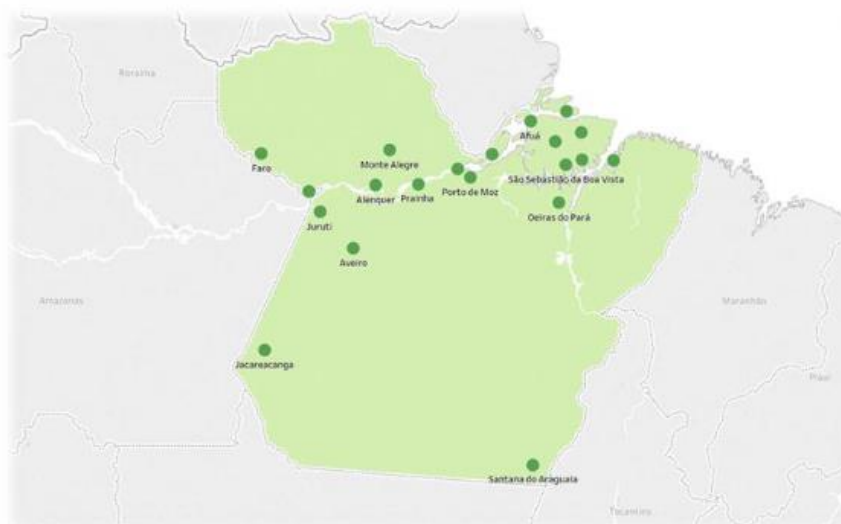


Tabela 5-7: Previsão da Geração e Consumo de Combustível – CELPA

CEG	Usina	Total de Energia	Energia	Demanda Máxima	Quantidade de Combustível
		(MWh)	(MWmed)	(MWh/h)	m³
UTE.PE.PA.035706	AFUA	12.267	1,40	2,29	-
UTE.PE.PA.035708	ALMEIRIM	19.992	2,28	3,38	-
UTE.PE.PA.035709	ANAJÁS	13.204	1,50	2,12	-
UTE.PE.PA.035710	UTE AVEIRO	3.344	0,38	0,56	-
UTE.PE.PA.035712	CHAVES	3.851	0,44	0,69	-
UTE.PE.PA.035713	COTIJUBA	6.567	0,75	1,63	-
UTE.PE.PA.035714	FARO	6.128	0,70	1,08	-
UTE.PE.PA.035715	GURUPA	15.207	1,73	2,50	-
UTE.PE.PA.035716	JACAREACANGA	13.276	1,51	2,14	-
UTE.PE.PA.035717	JURUTI	51.971	5,92	9,21	-
UTE.PE.PA.035719	MJANA	18.566	2,11	2,96	-
UTE.PE.PA.035720	OEIRAS DO PARA	13.720	1,56	2,30	-
UTE.PE.PA.035721	PORTO DE MOZ	23.225	2,64	4,01	-
UTE.PE.PA.035722	PRAINHA	11.351	1,29	1,90	-
UTE.PE.PA.035724	SANTA CRUZ DO ARARI	4.279	0,49	0,75	-
UTE.PE.PA.035725	SANTANA DO ARAGUAIA	49.306	5,61	10,33	-
UTE.PE.PA.035726	SÃO SEBASTIÃO DA BOA VISTA	15.949	1,82	2,51	-
UTE.PE.PA.035728	TERRA SANTA	20.470	2,33	3,90	-
TOTAL		302.670	34,46	54,25	0

Tabela 5-8: Previsão da Geração e Consumo de Combustível – Petrobras

CEG	Usina	Total de Energia	Energia	Demanda Máxima	Quantidade de Combustível
		(MWh)	(MWmed)	(MWh/h)	m³
UTE.PE.PA.030167	UTE ALCOA BENEFICIAMENTO	49.123	5,59	7,00	13.902
UTE.PE.PA.030168	UTE ALCOA PORTO	9.491	1,08	3,20	2.686
TOTAL		58.615	6,67	10,20	16.588

5.6 Pernambuco

A Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) é a empresa responsável pelo fornecimento de energia elétrica ao Sistema Isolado insular de Fernando de Noronha, com valores previstos para o ano de 2020 conforme exposto na Figura 5-6 e detalhado na Tabela 5-9, a seguir.

Figura 5-6: Sistema – CELPE

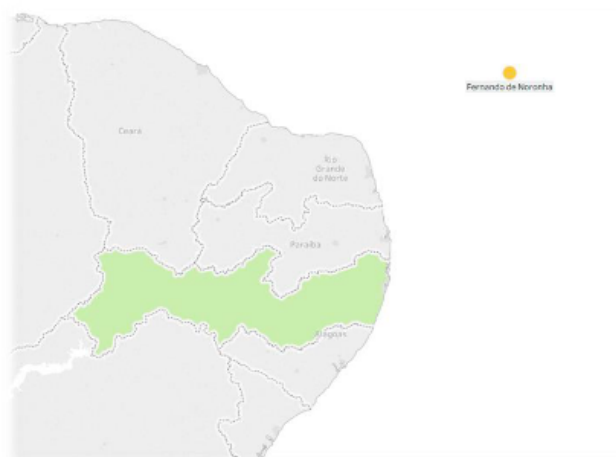


Tabela 5-9: Previsão da Geração e Consumo de Combustível - CELPE

		Total de Energia (MWh)	Energia (MWh/med)	Demanda Máxima (MWh/h)	Quantidade de Combustível m ³
CEG	Usina				
UTE. PE. PE.002887	TUBARÃO	23.147	2,64	4,10	6.550
	TOTAL	23.147	2,64	4,10	6.550

5.7 Rondônia

A área de concessão de distribuição em Rondônia foi adquirida pela Energisa no leilão realizado em 30/08/18, sendo que para o ano de 2020 esta será a empresa distribuidora responsável pelo atendimento neste estado. Para o próximo ano estão contemplados os atendimentos a 25 Sistemas Isolados, todos por meio de contratos de fornecimento de energia.

De forma a subsidiar uma avaliação de cenários, com base em informações da Energisa, que indicam que há viabilidade na regularização de Três Fronteiras (MT) como um sistema isolado ainda em 2019, neste Plano, o ONS elaborou um caso de sensibilidade, com base na incerteza quanto ao fornecimento de energia à localidade de Três Fronteiras (MT) por Machadinho D'Oeste (RO). Nesta simulação, Três

Fronteiras (MT) é considerada um sistema isolado e é atendida por geração térmica localizada em Machadinho D'Oeste (RO).

Os principais pontos de atendimento são exibidos na Figura 5-7 e o detalhamento da geração prevista apresentado na Tabela 5-10, a seguir.

Figura 5-7: Sistemas – Energisa Rondônia



Tabela 5-10: Previsão da Geração e Consumo de Combustível – Energisa Rondônia

CEG	Usina	Total de Energia	Energia	Demanda Máxima	Quantidade de Combustível
		(MWh)	(MWmed)	(MWh/h)	m ³
UTE.PE.RO.032285	UTE CNH ALVORADA	21.686	2,47	3,63	-
UTE.PE.RO.034416	UTE Calama	2.768	0,32	0,51	-
UTE.PE.RO.032287	UTE CNH CAMPO NOVO	9.284	1,06	1,45	-
UTE.PE.RO.034417	UTE Conceição da Galera	99	0,01	0,02	-
UTE.PE.RO.032289	UTE CNH COSTA MARQUES	15.692	1,79	2,85	-
UTE.PE.RO.032290	UTE CNH CUJUBIM	32.306	3,68	6,68	-
UTE.PE.RO.034418	UTE Demarcação	348	0,04	0,07	-
UTE.PE.RO.032286	UTE CNH BURITIS	91.833	10,45	15,60	-
UTE.PE.RO.032299	UTE CNH IZIDOLANDIA	1.107	0,13	0,25	-
UTE.PE.RO.032291	UTE CNH MACHADINHO	59.725	6,80	9,92	-
UTE.PE.RO.034419	UTE Maí	16	0,00	0,00	-
UTE.PE.RO.034420	UTE Nazaré	1.160	0,13	0,27	-
UTE.PE.RO.032292	UTE CNH CALIFORNIA	12.161	1,38	2,81	-
UTE.PE.RO.032300	UTE CNH PACARANA	3.388	0,39	0,91	-
UTE.PE.RO.034423	UTE Pedras Negras	193	0,02	0,05	-
UTE.PE.RO.034424	UTE Rolim de Moura do Guaporé	766	0,09	0,17	-
UTE.PE.RO.034421	UTE Santa Catarina	182	0,02	0,04	-
UTE.PE.RO.034422	UTE São Carlos	2.368	0,27	0,45	-
UTE.PE.RO.032293	UTE CNH SAO FRANCISCO	37.500	4,27	6,50	-
UTE.PE.RO.034425	UTE Surpresa	1.226	0,14	0,25	-
UTE.PE.RO.032284	UTE CNH BANDEIRANTES	19.639	2,24	3,70	-
UTE.PE.RO.032298	UTE CNH URUCUMACUÁ	1.877	0,21	0,36	-
UTE.PE.RO.032294	UTE CNH ANARI	13.537	1,54	2,29	-
UTE.PE.RO.032296	UTE CNH EXTREMA	15.976	1,82	2,83	-
UTE.PE.RO.032297	UTE CNH VISTA ALEGRE	30.102	3,43	7,55	-
TOTAL		374.940	42,68	69,19	0

5.8 Roraima

A partir do início do ano de 2017, a Eletrobras Distribuição Roraima (EDRR) assumiu também a responsabilidade pelo fornecimento de energia para o interior do estado de Roraima, em adição à capital Boa Vista, englobando a área que antes era atendida pela Companhia Energética de Roraima (CERR). Nesta configuração, a EDRR é a distribuidora responsável pelo atendimento a todo estado de Roraima. Cabe destacar que a Boa Vista Energia, subsidiária que faz o atendimento a capital, foi adquirida pela Oliveira Energia no leilão realizado em 30/08/18.

Tendo em vista este histórico, e dada a especificidade do atendimento a capital Boa Vista, o atendimento aos sistemas de Roraima é apresentado de forma separada, contemplando o atendimento a capital e ao interior em itens distintos.

5.8.1 Capital

O atendimento a Boa Vista é composto de geração térmica local (composta pelas usinas Floresta, Distrito, Novo Paraíso e Monte Cristo) e fornecimento de energia a partir de Boa Vista a seis localidades no interior do estado (Alto Alegre, Bonfim, Normandia, Caracaraí, Mucajaí e Rorainópolis), formando um único sistema radial, que abrange todos os atendimentos. Cabe destacar que, para o plano de 2020, o sistema isolado de Normandia teve sua carga declarada de forma separada da carga de Bonfim, voltando a configuração considerada no Plano para 2018.

Neste Plano, o ONS não considerou a disponibilidade de suprimento de energia vindo da Venezuela, que está interrompido desde março de 2019. No Plano de 2019 o ONS considerava a disponibilidade de importação e, como sensibilidade, apresentou um estudo adicional, sem a disponibilidade do suprimento a partir da Venezuela, que acabou sendo o cenário que se concretizou durante o ano.

Na Tabela 5-11, a seguir, é apresentado o balanço de energia, com os valores planejados para 2020 de fornecimento ao interior e geração de cada uma das usinas que compõem o atendimento da carga no Sistema Isolado de Boa Vista.

Tabela 5-11: Energia: Carga, Intercâmbio e Geração Local em Boa Vista – Roraima Energia

Mês	Requisito (MWh)			Recebimento Eletrobras Eletronorte	Recurso (MWh)					
	Mercado Próprio (Boa Vista)	Suprimento a CERR (Interior)	Requisito Total		Geração Térmica Local					
					Floresta Oliveira	Distrito	Novo Paraíso	Monte Cristo	Monte Cristo Bloco II	Geração Prevista
Jan	89.458	20.579	110.037	0	20.000	20.000	6.000	54.037	10.000	110.037
Fev	80.640	20.425	101.065	0	20.000	20.000	6.000	45.065	10.000	101.065
Mar	90.629	21.679	112.308	0	22.000	22.000	6.000	50.308	12.000	112.308
Abr	90.303	21.896	112.199	0	22.000	22.000	6.000	50.199	12.000	112.199
Mai	85.653	19.693	105.346	0	17.000	23.000	6.000	49.346	10.000	105.346
Jun	82.176	19.727	101.903	0	17.000	23.000	6.000	45.903	10.000	101.903
Jul	78.402	19.156	97.558	0	16.000	16.000	5.000	50.000	10.558	97.558
Ago	98.628	20.500	119.128	0	22.000	22.000	6.000	56.308	12.820	119.128
Set	94.515	19.722	114.238	0	20.000	20.000	5.000	57.238	12.000	114.238
Out	105.101	24.226	129.327	0	25.500	25.500	6.500	59.327	12.500	129.327
Nov	102.922	23.029	125.950	0	23.500	23.500	6.500	59.950	12.500	125.950
Dez	98.281	20.378	118.660	0	22.000	22.000	6.000	56.660	12.000	118.660
TOTAL	1.096.708	251.009	1.347.717	0	247.000	259.000	71.000	634.341		1.347.717

Na Tabela 5-13, a seguir, são referenciadas as usinas térmicas utilizadas para o atendimento da carga no sistema Boa Vista.

Tabela 5-13: Previsão da Geração e Consumo de Combustível - Boa Vista

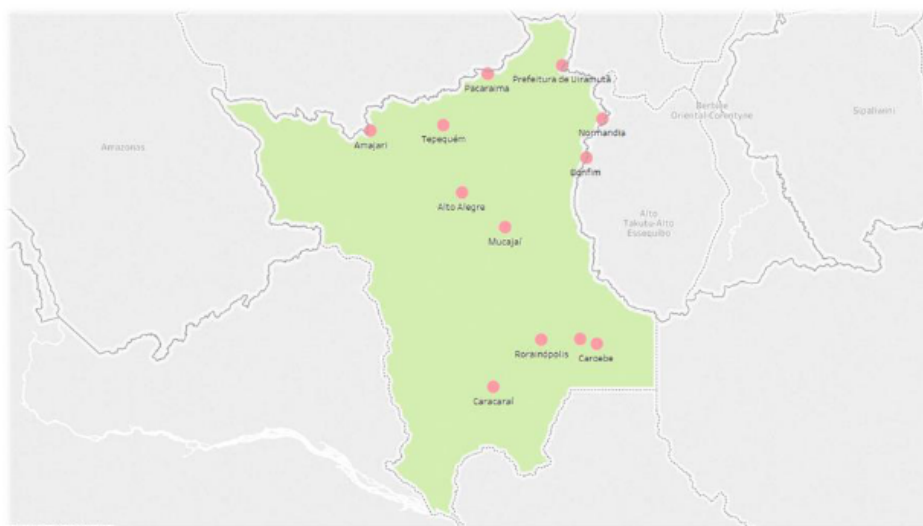
CEG	Usina	Total de Energia	Energia	Demanda Máxima	Quantidade de Combustível
		(MWh)	(MWmed)	(MWh/h)	m ³
UTE.PE.RR.031983	UTE DISTRITO	259.000			73.297
UTE.PE.RR.031982	UTE MONTE CRISTO	770.717	124,85	194,46	218.113
UTE.PE.RR.031984	NOVO PARAISO	71.000			20.093
UTE.PE.RR.000961	FLORESTA	247.000			69.901
TOTAL		1.347.717	124,85	194,46	381.404

Adicionalmente, destacamos que foi realizado em maio de 2019 o Leilão de Geração nº 01/2019-ANEEL, que resultou na contratação de 9 empreendimentos, para o suprimento de Boa Vista e as localidades conectadas do interior, a partir de 28 de junho de 2021. Com a entrada destas novas usinas em operação, teremos uma alteração significativa na matriz e, por consequência, na forma de operação deste Sistema Isolado. Entretanto, cabe salientar que, até o momento, não há previsão de antecipação destes suprimentos, com entrada em operação de usinas oriundas deste certame durante o ano de 2020. Ficando, desta forma, os estudos relacionados a essa transição na matriz para o próximo ciclo de planejamento.

5.8.2 Interior

Para o PEN SISOL 2020 estão contemplados os atendimentos a 81 Sistemas Isolados no interior do estado de Roraima, sendo os principais visualizados na Figura 5-8, a seguir.

Figura 5-8: Sistemas – Roraima Energia - Interior



Na Tabela 5-14, a seguir, são apresentados os montantes de energia planejados para as localidades atendidas a partir de suprimento da capital Boa Vista.

Tabela 5-14: Sistemas com Suprimento de Energia – Roraima Energia - Interior

CEG	Usina	Total de Energia (MWh)	Energia (MWmed)	Demanda Máxima (MWh/h)	Quantidade de Combustível m³
-	CA-ACORAL	0	5,97	1,52	-
-	RORAINÓPOLIS	0	6,96	10,66	-
-	ALTO ALEGRE	0	7,69	5,44	-
-	CONJIM	0	5,44	5,47	-
N/D	PAU-ARIMA	0	1,22	1,51	-
-	MUCAJAI	0	5,48	5,09	-
-	NORMANCIA	0	0,84	1,42	-

Na Tabela 5-15, a seguir, é apresentado o detalhamento do planejamento da geração para o ano de 2020.

Tabela 5-15 (parte 1): Previsão da Geração e Consumo de Combustível – Roraima Energia - Interior

CEG	Usina	Total de Energia	Energia	Demanda Máxima	Quantidade de Combustível
		(MWh)	(MWmed)	(MWh/h)	m³
UTE.PE.RR.000038	COM. IND. ÁGUA FRIA	159	0,03	0,08	55
UTE.PE.RR.028323	COM. IND. ARAÇA	53	0,01	0,03	21
UTE.PE.RR.034266	COM. IND. BANANAL	44	0,01	0,02	18
UTE.PE.RR.001368	COM. IND. BOCA DA MATA	114	0,02	0,06	40
UTE.PE.RR.034172	COM. IND. CAJU	27	0,01	0,02	11
UTE.PE.RR.034267	COM. IND. CARAPARÚ III	5	0,00	0,01	2
UTE.PE.RR.034250	COM. IND. CARAPARÚ IV	7	0,00	0,01	3
UTE.PE.RR.034139	COM. IND. CATUAL	10	0,00	0,01	4
UTE.PE.RR.034191	COM. IND. COBRA	10	0,00	0,01	4
UTE.PE.RR.034137	COM. IND. CONGRESSO	10	0,00	0,00	4
UTE.PE.RR.034252	COM. IND. DARORA	25	0,01	0,01	10
UTE.PE.RR.034259	COM. IND. ENSEADA	33	0,01	0,02	13
UTE.PE.RR.034134	COM. IND. ENTRONCAMENTO	27	0,01	0,02	11
UTE.PE.RR.001373	COM. IND. FLEXAL	50	0,01	0,03	20
UTE.PE.RR.033098	COM. IND. GAVIÃO	15	0,01	0,01	6
UTE.PE.RR.001374	COM. IND. GUARIBA	24	0,01	0,02	9
UTE.PE.RR.034265	COM. IND. INGARUMÃ	25	0,01	0,02	10
UTE.PE.RR.034138	COM. IND. JATAPUZINHO	18	0,01	0,02	7
UTE.PE.RR.034248	COM. IND. MARACÁ	10	0,00	0,01	4
UTE.PE.RR.001406	COM. IND. MARACANÃ	59	0,01	0,03	24
UTE.PE.RR.034251	COM. IND. MARUWAI	13	0,00	0,01	5
UTE.PE.RR.034263	COM. IND. MATURUCA	53	0,01	0,02	21
UTE.PE.RR.003020	COM. IND. MILAGRE	10	0,00	0,00	4
UTE.PE.RR.034262	COM. IND. MONTE MURIÁ I	18	0,01	0,01	7
UTE.PE.RR.034261	COM. IND. MONTE MURIÁ II	11	0,00	0,01	5
UTE.PE.RR.001522	COM. IND. MUTUM	57	0,01	0,03	23
UTE.PE.RR.001525	COM. IND. NAPOLEÃO	127	0,03	0,06	44
UTE.PE.RR.033043	COM. IND. NOVA ALIANÇA	4	0,00	0,00	2
UTE.PE.RR.034255	COM. IND. NOVA JERUSALÉM	4	0,00	0,00	2
UTE.PE.RR.001606	COM. IND. OLHO D'ÁGUA	29	0,01	0,01	12
UTE.PE.RR.034246	COM. IND. PACÚ	5	0,00	0,00	2
UTE.PE.RR.034247	COM. IND. PATATIVA	7	0,00	0,00	3
UTE.PE.RR.034260	COM. IND. PEDRA PRETA	10	0,00	0,00	4
UTE.PE.RR.034133	COM. IND. PERDIZ	19	0,01	0,02	7
UTE.PE.RR.034256	COM. IND. SABIÁ	6	0,00	0,01	2
UTE.PE.RR.034258	COM. IND. SANTA CREUZA	40	0,01	0,01	16
UTE.PE.RR.034136	COM. IND. SANTA CRUZ	4	0,00	0,00	2
UTE.PE.RR.034144	COM. IND. SANTA INÉS	9	0,00	0,00	4
UTE.PE.RR.001380	COM. IND. SANTA ROSA	38	0,01	0,03	15
UTE.PE.RR.001381	COM. IND. SÃO MARCOS	24	0,01	0,01	10
UTE.PE.RR.034254	COM. IND. SERRA DO SOL	5	0,00	0,00	2
UTE.PE.RR.002759	COM. IND. SOCÓ	58	0,03	0,03	24
UTE.PE.RR.034140	COM. IND. SOMA	11	0,00	0,00	5
UTE.PE.RR.034268	COM. IND. SOROCAIMA	40	0,01	0,02	16
UTE.PE.RR.033044	COM. IND. SOROCAIMA II	15	0,00	0,02	6
UTE.PE.RR.002786	COM. IND. SURUMÚ	1.077	0,15	0,26	354
UTE.PE.RR.034171	COM. IND. TICOÇA	26	0,01	0,02	10

Tabela 5-15 (parte 2): Previsão da Geração e Consumo de Combustível – Roraima Energia - Interior

CEG	Usina	Total de Energia	Energia	Demanda Máxima	Quantidade de Combustível
		(MWh)	(MWmed)	(MWh/h)	m³
UTE.PE.RR.034173	COM. IND. way way samaúma	10	0,00	0,01	4
UTE.PE.RR.034132	VILA XIXUAÚ	28	0,01	0,02	11
UTE.PE.RR.003060	COM. IND. XUMINA	68	0,02	0,03	28
UTE.PE.RR.034257	COM. IND. PEDRA BRANCA	15	0,01	0,01	6
UTE.PE.RR.034092	COM. IND. CANAVIAL	73	0,03	0,05	30
UTE.PE.RR.027140	UIRAMUTÃ	1.785	0,20	0,38	516
UTE.PE.RR.034264	VILA BELA VISTA (BX RIO BRANCO)	14	0,01	0,01	6
UTE.PE.RR.002992	VILA BRASIL	7.897	0,90	1,67	2.282
UTE.PE.RR.002993	VILA CACHOEIRINHA	137	0,02	0,05	48
UTE.PE.RR.034142	VILA CAICUBI	216	0,03	0,01	75
UTE.PE.RR.003012	VILA DONA COTA	27	0,01	0,01	11
UTE.PE.RR.003014	VILA FLORESTA	75	0,02	0,03	30
UTE.PE.RR.027142	VILA ITAQUERA	81	0,02	0,03	33
UTE.PE.RR.034141	VILA LAGO GRANDE	76	0,02	0,03	31
UTE.PE.RR.001948	VILA PANACARICA	32	0,01	0,02	13
UTE.PE.RR.027143	VILA REMANSO	84	0,02	0,04	34
UTE.PE.RR.002564	VILA SACAÍ	194	0,03	0,06	78
UTE.PE.RR.002685	VILA SAMAÚMA	39	0,01	0,02	16
UTE.PE.RR.026723	VILA SANTA MARIA DO BOIAÇÚ	674	0,08	0,17	222
UTE.PE.RR.026724	VILA SANTA MARIA DO XERUINI	90	0,02	0,03	36
UTE.PE.RR.034175	VILA SANTA MARIA VELHA	31	0,01	0,01	13
UTE.PE.AM.026817	VILA S. F. DO BAIXO RIO BRANCO	25	0,01	0,02	10
UTE.PE.AM.034093	VILA SÃO PEDRO	16	0,01	0,01	7
UTE.PE.RR.034174	VILA TANAÁÚ	15	0,01	0,01	6
UTE.PE.RR.002834	VILA TEPEQUEM	459	0,05	0,19	136
UTE.PE.RR.002839	VILA TERRA PRETA	103	0,02	0,03	42
PCH.PH.RR.000076	Alto Jatapu	37.364	4,25	6,05	-
TOTAL		52.074	34,89	53,12	4.607

6 Síntese dos Resultados

Neste item são apresentados alguns estudos de sensibilidade e detalhados alguns resultados, englobando: previsões de geração de fontes hidráulicas, térmicas a gás natural, biomassa, contratação de energia e potência, consumos totais e as sínteses de valores por distribuidora.

6.1 Previsão de Geração Hidráulica

Com a contínua integração de Sistemas Isolados ao SIN, a única geração hidráulica existente atualmente nos Sistemas Isolados é a da PCH Alto Jatapu, de 10MW (PCH.PH.RR.000076), que atende o Sistema Isolado de São João da Baliza, Roraima. Na Tabela 6-1, a seguir, é apresentado o montante de geração hidráulica previsto para 2020.

Tabela 6-1: Previsão de Geração da PCH Alto Jatapu

Geração Hidráulica Planejada (MWh)				
Tipo		Previsto Plano 2020	Previsto Plano 2019	Variação em relação ao Previsto no Plano anterior
PCH	Alto Jatapu	37.364	28.682	30,3%

6.2 Previsão de Geração Térmica a Gás Natural e Biomassa

A previsão de geração térmica para o ano de 2020 com combustível diferente de Óleo Diesel ou Óleo Combustível é de 105.070 MWh, 4,5% maior que o previsto no Plano dos Sistemas Isolados do ano anterior.

Esta geração prevista, baseada em Gás Natural e Biomassa, tem menor escala quando comparada aos montantes de Óleo Diesel ou Óleo Combustível. No PEN SISOL 2020 foi prevista geração em quatro usinas (Caapiranga, Codajás, Gás Anamá e Gás Anori), que tem como combustível o Gás Natural e uma usina (Itacoatiara), que tem a biomassa de cavaco de madeira como combustível, todas localizadas no estado do Amazonas.

Na Tabela 6-22, a seguir, são apresentados os montantes de geração térmica, por tipo de combustível considerado.

Tabela 6-2: Geração Térmica – Gás Natural e Biomassa

Geração Térmica Prevista (MWh)			
Tipo	Previsto no Plano 2020	Previsto no Plano 2019	Varição em relação ao Previsto no Plano 2019
GÁS NATURAL	61.870	57.360	7,9%
BIOMASSA	43.200	43.200	0,0%
TOTAL	105.070	100.560	4,5%

6.3 Importação de Energia

Neste Plano o ONS não considera o suprimento pela Venezuela, interrompido desde março de 2019. Os dados de intercâmbio de energia previstos no Plano atual e no Plano de 2019 são mostrados na Tabela 6-3, a seguir.

Tabela 6-3: Importação de Energia

Importação de Energia Prevista (MWh)			
Supridora	Recebedora	Plano 2020	Plano 2019
CORPOELEC	Eletrobras Distribuição Roraima - Boa Vista	0	1.056.804
CORPOELEC	Eletrobras Distribuição Roraima - Pacaraima	0	7.536
TOTAL		0	1.064.340

6.4 Leilões de Contratação de Energia e Potência

Para o ano de 2020, existem previsões de início de suprimentos baseados em contratação de energia decorrentes do Leilão nº 002/2016. Para estes atendimentos, no Amazonas, foram consideradas as datas de previsão de entrada em operação comercial apresentadas no "Relatório do Acompanhamento das Centrais Termelétricas", da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração da ANEEL, de 22 de agosto de 2019.

Com o objetivo de subsidiar uma avaliação de cenário, no Caso 1 de sensibilidade, o ONS contemplou uma análise do atendimento ao Amazonas considerando que os empreendimentos relacionados ao Leilão nº 002/2016 não entrem em operação durante o ano de 2020. Um possível atraso na substituição da geração atual por

soluções mais eficientes, nestas localidades, trará impactos financeiros significativos para o orçamento do ano de 2020.

Tabela 6-4: Tendência de Entrada em Operação - Usinas do Leilão nº002/2016 – Amazonas Energia

CEG	Tendência	Nome	CEG	Tendência	Nome
UTE.PE.AM.035829-0.01	03/10/2019	Alterosa - CGA	UTE.PE.AM.037696-5.01	30/09/2019	Lindóia - COE
UTE.PE.AM.035819-3.01	05/10/2019	Alvarães - CGA	UTE.PE.AM.037715-5.01	30/09/2019	Lábrea - COE
UTE.PE.AM.035833-9.01	17/11/2019	Amaturá - CGA	UTE.PE.AM.037714-7.01	30/09/2019	Manaquiri - COE
UTE.PE.AM.037732-5.01	30/10/2019	Apui - Powertech	UTE.PE.AM.037714-7.01	30/09/2019	Manaquiri - COE
UTE.PE.AM.037724-4.01	30/10/2019	Araras - COE	UTE.PE.AM.037714-7.01	30/09/2019	Manaquiri - COE
UTE.PE.AM.037684-1.01	30/10/2019	Augusto Montenegro - COE	UTE.PE.AM.035818-5.01	24/10/2019	Maraã - CGA
UTE.PE.AM.037737-6.01	30/09/2019	Autazes - VPTM	UTE.PE.AM.037704-0.01	30/09/2019	Maués - COE
UTE.PE.AM.037737-6.01	30/09/2019	Autazes - VPTM	UTE.PE.AM.037688-4.01	30/10/2019	Mocambo - COE
UTE.PE.AM.037737-6.01	30/09/2019	Autazes - VPTM	UTE.PE.AM.037685-0.01	30/10/2019	Moura - COE
UTE.PE.AM.037730-9.01	15/11/2019	Auxiliadora - Powertech	UTE.PE.AM.035810-0.01	17/09/2019	Muritiba - CGA
UTE.PE.AM.037731-7.01	23/10/2019	Axinim - Powertech	UTE.PE.AM.037689-2.01	30/11/2019	Nhamundá - COE
UTE.PE.AM.037691-4.01	30/10/2019	Barcelos - COE	UTE.PE.AM.037734-1.01	15/09/2019	Nova Olinda do Norte - VPTM
UTE.PE.AM.037702-3.01	30/10/2019	Barreirinha - COE	UTE.PE.AM.037734-1.01	05/09/2019	Nova Olinda do Norte - VPTM
UTE.PE.AM.037691-4.01	15/02/2020	Befém do Solimões - CGA	UTE.PE.AM.037692-2.01	30/09/2019	Novo Airão - COE
UTE.PE.AM.035840-1.01	20/11/2019	Benjamin Constant + Atalaia do Norte - CGA	UTE.PE.AM.037728-7.01	25/11/2019	Novo Aripuanã - Powertech
UTE.PE.AM.037723-6.01	30/09/2019	Beruri - COE	UTE.PE.AM.037728-7.01	26/11/2019	Novo Aripuanã - Powertech
UTE.PE.AM.035830-4.01	17/12/2019	Betânia - CGA	UTE.PE.AM.037728-7.01	26/11/2019	Novo Aripuanã - Powertech
UTE.PE.AM.037703-1.01	30/09/2019	Boa Vista dos Ramos + Cametá - COE	UTE.PE.AM.037728-7.01	26/11/2019	Novo Aripuanã - Powertech
UTE.PE.AM.037725-2.01	30/09/2019	Boca do Acre - COE	UTE.PE.AM.037728-7.01	26/11/2019	Novo Aripuanã - Powertech
UTE.PE.AM.037735-0.01	30/09/2019	Borba - VPTM	UTE.PE.AM.037713-9.01	30/09/2019	Novo Céu - COE
UTE.PE.AM.037735-0.01	30/09/2019	Borba - VPTM	UTE.PE.AM.037697-3.01	30/09/2019	Novo Remanso - COE
UTE.PE.AM.037735-0.01	30/09/2019	Borba - VPTM	UTE.PE.AM.035827-4.01	04/10/2019	Palmeiras - CGA
UTE.PE.AM.037687-6.01	30/10/2019	Cabori - COE	UTE.PE.AM.037712-0.01	30/10/2019	Parauá - COE
UTE.PE.AM.035813-4.01	30/09/2019	Caixembé - CGA	UTE.PE.AM.037706-6.01	30/09/2019	Pauini - COE
UTE.PE.AM.037721-0.01	30/09/2019	Campinas - COE	UTE.PE.AM.037701-5.01	30/10/2019	Pedras - COE
UTE.PE.AM.037722-8.01	30/09/2019	Canutama - COE	UTE.PE.AM.037711-2.01	30/10/2019	Sacambu - COE
UTE.PE.AM.035823-1.01	31/10/2019	Caruarú - CGA	UTE.PE.AM.037693-0.01	30/10/2019	Santa Isabel do Rio Negro - COE
UTE.PE.AM.037720-1.01	30/10/2019	Cariró de Várzea - COE	UTE.PE.AM.035832-0.01	15/12/2019	Santa Rita do Well - CGA
UTE.PE.AM.037686-8.01	30/10/2019	Cervoieiro - COE	UTE.PE.AM.037690-6.01	30/10/2019	Santana do Uatumã - COE
UTE.PE.AM.037718-0.01	30/11/2019	Castanho I - COE	UTE.PE.AM.035835-5.01	15/01/2020	Santo Antônio do Içá - CGA
UTE.PE.AM.037719-8.01	30/11/2019	Castanho II - COE	UTE.PE.AM.037726-0.01	30/09/2019	Sucunouri - Powertech
UTE.PE.AM.037717-1.01	30/09/2019	Caviana - COE	UTE.PE.AM.037736-8.01	29/11/2019	São Gabriel da Cacheira - VPTM
UTE.GN.AM.037683-3.01	16/09/2019	Coari - CEA	UTE.PE.AM.037736-8.01	29/11/2019	São Gabriel da Cacheira - VPTM
UTE.GN.AM.037683-3.01	16/09/2019	Coari - CEA	UTE.PE.AM.037736-8.01	29/11/2019	São Gabriel da Cacheira - VPTM
UTE.GN.AM.037683-3.01	16/09/2019	Coari - CEA	UTE.PE.AM.035837-1.01	15/11/2019	São Paulo de Olivença - CGA
UTE.PE.AM.037694-9.01	17/12/2019	Cucui - COE	UTE.PE.AM.037699-0.01	30/09/2019	São Sebastião do Uatumã - COE
UTE.PE.AM.035822-3.01	25/12/2019	Eirunepé - CGA	UTE.PE.AM.035839-8.01	26/02/2020	Tabatinga - CGA
UTE.PE.AM.035825-8.01	24/10/2019	Estrão do Equador - CGA	UTE.PE.AM.035809-6.01	13/12/2019	Tamaná - CGA
UTE.PE.AM.035828-2.01	15/02/2020	Feijão - CGA	UTE.PE.AM.037708-2.01	30/09/2019	Tapauá - COE
UTE.PE.AM.035838-0.01	23/11/2019	Fonte Boa - CGA	UTE.PE.AM.035824-0.01	09/11/2019	Tefé - CGA
UTE.PE.AM.037733-3.01	03/02/2020	Humaitá - VPTM	UTE.PE.AM.035834-7.01	28/12/2019	Tomatinis - CGA
UTE.PE.AM.037733-3.01	31/10/2019	Humaitá - VPTM	UTE.PE.AM.037707-4.01	30/09/2019	Tuiúé - COE
UTE.PE.AM.037695-7.01	30/11/2019	Iauaretê - COE	UTE.PE.AM.035820-7.01	15/10/2019	Uarini - CGA
UTE.PE.AM.035826-6.01	11/11/2019	Ipiranga - CGA	UTE.PE.AM.037698-1.01	30/09/2019	Urucará - COE
UTE.PE.AM.035817-7.01	20/09/2019	Ipixuna - CGA	UTE.PE.AM.037705-8.01	30/09/2019	Urucurituba + Itapeçu - COE
UTE.PE.AM.035815-0.01	10/11/2019	Itamerati - CGA	UTE.PE.AM.037700-7.01	30/11/2019	Vila Amazônia + Zé Agui - COE
UTE.PE.AM.037716-3.01	30/09/2019	Itapurú - COE	UTE.PE.AM.035812-6.01	23/12/2019	Vila Bitencourt - CGA
UTE.PE.AM.035811-8.01	26/10/2019	Japurá - CGA	UTE.PE.AM.037709-0.01	30/11/2019	Vila de Belo Monte - COE
UTE.PE.AM.035816-9.01	03/11/2019	Juruá - CGA	UTE.PE.AM.037727-9.01	10/11/2019	Vila de Matupi - Powertech
UTE.PE.AM.035836-3.01	15/10/2019	Jutai - CGA	UTE.PE.AM.037727-9.01	05/09/2019	Vila de Matupi - Powertech
UTE.PE.AM.035814-2.01	12/11/2019	Limoeiro - CGA	UTE.PE.AM.037710-4.01	30/10/2019	Vila de Urucurituba - COE

Com relação ao Leilão de Geração nº 01/2019-ANEEL, para o suprimento de Boa Vista e as localidades conectadas do interior, destaca-se que até o momento da edição do presente Relatório não há previsão de antecipação destes suprimentos, com entrada em operação de usinas oriundas deste certame durante o ano de 2020, ficando, desta forma, os estudos relacionados a essa transição na matriz para o próximo Ciclo de Planejamento.

6.5 Consumo Previsto por Tipo de Combustível

Na Tabela 6-5, a seguir, são apresentados os consumos totais planejados por tipo de combustível associado às previsões de geração térmica própria.

Tabela 6-5: Consumo Previsto por Tipo de Combustível

Consumo por Tipo de Combustível Previsto			
Tipo	Plano 2020	Plano 2019	Variação em relação ao Previsto no Plano 2019
ÓLEO DIESEL (m³)	504.678	503.712	0,2%
GÁS NATURAL (MMm³)	18,43	17,09	7,8%

6.6 Geração Térmica e Consumo de Combustíveis por Empresa

Na Tabela 6-6, a seguir, são apresentadas as previsões de geração térmica e de consumo de combustível por empresa para o ano de 2020.

Tabela 6-6: Geração Térmica e Consumo de Combustíveis Previstos

Geração Térmica e Consumo de Combustível Previstos				
Empresa	Gerção Térmica PIE	Gerção Térmica Própria		
	(MWh)	(MWh)	Consumo de Combustível	Combustível
CEA	48.396	3.511	1.015	Diesel (m³)
CFPA	302.671	0	0	Diesel (m³)
Roraima Energia - Capital	0	1.347.717	381.404	Diesel (m³)
Roraima Energia - Interior	0	14.710	4.607	Diesel (m³)
ENERGISA - Acre	254.517	0	0	Dicocl (m³)
Amazonas Energia	1.200.966	377.535	92.696	Diesel (m³)
Amazonas Energia	0	61.870	18.432	GN (MMm³)
Amazonas Energia (CFH-K)	43.200	0	0	Biomassa
ENERGISA - Rondônia	374.940	0	0	Diesel (m³)
ENERGISA - Mato Grosso	0	6.290	1.818	Diesel (m³)
CELPE	0	23.117	5.550	Dicocl (m³)
Petrobras/Acção Beneficiamento	0	49.123	15.902	Diesel (m³)
Petrobras/Acção Porto	0	9.491	2.685	Diesel (m³)
	2.251.519	1.851.524	504.678	DIESEL (m³)
Total por tipo de Combustível	0	61.870	18,432	GN (MMm³)
	43.200	0	0	Biomassa
Total Geral	2.304.719	1.893.354		

6.7 Sensibilidades

Durante a elaboração deste PEN SISOL 2020, foram identificadas algumas incertezas quanto à composição do atendimento a alguns Sistemas Isolados. De forma a subsidiar avaliações de cenários para 2020, o ONS elaborou três casos de sensibilidade que são descritos nos itens a seguir.

6.7.1 Caso 1 - Entrada em operação das usinas vencedoras do Leilão N° 02/2016, para atender ao Amazonas

Tendo em vista o histórico de incertezas quanto as datas de tendência que envolvem as entradas em operação de usinas, foi feito um estudo levando em consideração uma possível postergação das datas de entrada em operação comercial das usinas vencedoras do Leilão N° 02/2016 (AM). Neste cenário de sensibilidade estudado, a operação das usinas atuais foi estendida até o final de 2020.

Na Tabela 6-7, a seguir, são apresentadas as previsões de geração térmica e de consumo de combustível por empresa para o ano de 2020, levando-se em consideração as premissas adotadas no Caso 1.

Tabela 6-7: Geração Térmica e Consumo de Combustíveis Previstos

Geração Térmica e Consumo de Combustível Previstos - Cenário sem entrada do leilão em 2020				
Empresa	Geração Térmica PIE		Geração Térmica Própria	
	(MWh)	(MWh)	Consumo de Combustível	Combustível
CEA	48.396	3.511	1.015	Diesel (m³)
CELPA	302.670	0	0	Diesel (m³)
Roraima Energia - Capital	0	1.347.717	381.404	Diesel (m³)
Roraima Energia - Interior	0	14.710	4.607	Diesel (m³)
ENERGISA - Acre	254.547	0	0	Diesel (m³)
Amazonas Energia	45.395	1.613.105	446.404	Diesel (m³)
Amazonas Energia	0	61.870	18,432	GN (MMm³)
Amazonas Energia (PIE BK)	43.200	0	0	Biomassa
ENERGISA - Rondônia	374.940	0	0	Diesel (m³)
ENERGISA - Mato Grosso	0	6.290	1.818	Diesel (m³)
CELPE	0	23.147	6.550	Diesel (m³)
Petrobras/Alcoa Beneficiamento	0	49.123	13.902	Diesel (m³)
Petrobras/Alcoa Porto	0	9.491	2.686	Diesel (m³)
Total por tipo de Combustível	1.025.948	3.067.094	858.386	DIESEL (m³)
	0	61.870	18,432	GN (MMm³)
	43.200	0	0	Biomassa
Total Geral	1.069.148	3.128.964		

Na Tabela 6-8, a seguir, são apresentadas as diferenças na geração térmica e no consumo de combustível previstos para o Amazonas, no ano de 2020, levando-se em consideração as premissas adotadas no Caso 1.

Tabela 6-8: Diferença na Geração Térmica e Consumo de Combustível Previstos para o Amazonas

Diferença na Geração Térmica e Consumo de Combustível Previstos para o Amazonas Sensibilidade quanto ao atraso na entrada em operação das usinas do leilão (AM)				
Cenário	Geração Térmica PIE	Geração Térmica Própria		
	(MWh)	(MWh)	Consumo de Combustível (m³)	Combustível
Cenário com entrada do leilão	1.324.166	377.535	92.696	Diesel (m³)
Cenário sem entrada do leilão	88.595	1.613.105	446.404	Diesel (m³)
Diferença			353.708	Diesel (m³)

6.7.2 Caso 2 – Fornecimento de Energia a Três Fronteiras (MT) por Machadinho D'Oeste (RO)

Tendo em vista as informações fornecidas pela Energisa, que indicam que há viabilidade na regularização, junto a ANEEL, da consideração de Três Fronteiras (MT) como um sistema isolado ainda em 2019, o ONS elaborou um caso de sensibilidade, com base na incerteza quanto ao fornecimento de energia a essa localidade por Machadinho D'Oeste (RO). Nesta simulação Três Fronteiras é considerada um sistema isolado e é atendida com geração térmica localizada em Machadinho D'Oeste (RO).

Na Tabela 6-9, a seguir, são apresentadas as previsões de geração térmica e de consumo de combustível por empresa para o ano de 2020, levando-se em consideração as premissas adotadas no Caso 2.

Tabela 6-9: Geração Térmica e Consumo de Combustíveis Previstos

Geração Térmica e Consumo de Combustível Previstos - Cenário sem entrada do leilão em 2020				
Empresa	Geração Térmica PIE		Geração Térmica Própria	
	(MWh)	(MWh)	Consumo de Combustível	Combustível
CEA	48.396	3.511	1.015	Diesel (m³)
CELPA	302.670	0	0	Diesel (m³)
Roraima Energia - Capital	0	1.347.717	381.404	Diesel (m³)
Roraima Energia - Interior	0	14.710	4.607	Diesel (m³)
ENERGISA - Acre	254.547	0	0	Diesel (m³)
Amazonas Energia	1.280.966	377.535	92.696	Diesel (m³)
Amazonas Energia	0	61.870	18.432	GN (MMm³)
Amazonas Energia (PIE BK)	43.200	0	0	Biomassa
ENERGISA - Rondônia	375.688	0	0	Diesel (m³)
ENERGISA - Mato Grosso	0	6.290	1.818	Diesel (m³)
CELPE	0	23.147	6.550	Diesel (m³)
Petrobras/Alcoa Beneficiamento	0	49.123	13.902	Diesel (m³)
Petrobras/Alcoa Porto	0	9.491	2.686	Diesel (m³)
Total por tipo de Combustível	2.262.267	1.831.524	504.678	DIESEL (m³)
	0	61.870	18,432	GN (MMm³)
	43.200	0	0	Biomassa
Total Geral	2.305.467	1.893.394		

Na Tabela 6-10, a seguir, são apresentadas as diferenças na geração térmica e no consumo de combustível previstos para Rondônia, para o ano de 2020, levando-se em consideração as premissas adotadas no Caso 2.

Tabela 6-10: Diferença na Geração Térmica e Consumo de Combustível Previstos para Rondônia

Diferença na Geração Térmica e Consumo de Combustível Previstos para Rondônia Sensibilidade quanto à possibilidade de fornecimento a Três Fronteiras (MT)				
Cenário	Geração Térmica PIE		Geração Térmica Própria	
	(MWh)	(MWh)	Consumo de Combustível (m³)	Combustível
Cenário sem intercâmbio	374.940	0	0	Diesel (m³)
Cenário com fornecimento	375.688	0	0	Diesel (m³)
Diferença	748	0	0	Diesel (m³)

6.7.3 Caso 3 - Indisponibilidade de biomassa em Itacoatiara (Amazonas)

Este caso considera a incerteza quanto a disponibilidade de biomassa em Itacoatiara. Nesta sensibilidade foi simulado um caso extremo, com a substituição total da geração do PIE, baseada em biomassa de resíduos de madeira, por geração própria da distribuidora com reembolso de óleo Diesel.

Na Tabela 6-11, a seguir, são apresentadas as previsões de geração térmica e de consumo de combustível por empresa para o ano de 2020, levando-se em consideração as premissas adotadas no Caso 3.

Tabela 6-11: Geração Térmica e Consumo de Combustíveis Previstos

Geração Térmica e Consumo de Combustível Previstos - Cenário sem biomassa				
Empresa	Geração Térmica PIE		Geração Térmica Própria	
	(MWh)	(MWh)	Consumo de Combustível	Combustível
CEA	48.396	3.511	1.015	Diesel (m³)
CELPA	302.670	0	0	Diesel (m³)
Roraima Energia - Capital	0	1.347.717	381.404	Diesel (m³)
Roraima Energia - Interior	0	14.710	4.607	Diesel (m³)
ENERGISA - Acre	254.547	0	0	Diesel (m³)
Amazonas Energia	1.280.966	420.735	103.626	Diesel (m³)
Amazonas Energia	0	61.870	18.432	GN (MMm³)
Amazonas Energia (PIE BK)	0	0	0	Biomassa
ENERGISA - Rondônia	374.940	0	0	Diesel (m³)
ENERGISA	0	6.290	1.818	Diesel (m³)
CELPE	0	23.147	6.550	Diesel (m³)
Petrobras/Alcoa Beneficiamento	0	49.123	13.902	Diesel (m³)
Petrobras/Alcoa Porto	0	9.491	2.686	Diesel (m³)
Total por tipo de Combustível	2.261.519	1.874.724	515.608	DIESEL (m³)
	0	61.870	18.432	GN (MMm³)
	0	0	0	Biomassa
Total Geral	2.261.519	1.936.594		

Na Tabela 6-12, a seguir, são apresentadas as diferenças na geração térmica e no consumo de combustível previstos para o Amazonas, no ano de 2020, levando-se em consideração as premissas adotadas no Caso 3.

Tabela 6-12: Diferença na Geração Térmica e Consumo de Combustível Previstos para o Amazonas

Diferença na Geração Térmica e Consumo de Combustível Previstos para o Amazonas Sensibilidade quanto à disponibilidade de biomassa em Itacoatiara				
Cenário	Geração Térmica PIE		Geração Térmica Própria	
	(MWh)	(MWh)	Consumo de Combustível (m ³)	Combustível
Cenário com biomassa	1.324.166	377.535	92.696	Diesel (m ³)
Cenário sem biomassa	1.280.966	420.735	103.626	Diesel (m ³)
Diferença			10.930	Diesel (m ³)

6.8 Balanços de Energia por Empresa

Na **Erro! Autoreferência de indicador não válida.13**, a seguir, é apresentada uma síntese do balanço de energia, detalhando os requisitos de carga e os diversos recursos previstos para o atendimento em 2020.

Tabela 6-13: Síntese do Balanço de Energia por Empresa (MWh)

Agente	Carga Própria	Suprimento a Outra Região	Recebimento de Outra Região	Recebimento de Interligação Internacional	GH Própria	GT Própria	GT PIE Fonte Alternativa	GT PIE
CEA	51.907	0	0	0	0	3.511	0	48.396
CELPA	302.670	0	0	0	0	0	0	302.670
ENERGISA - Rondônia	374.940	0	0	0	0	0	0	374.940
ENERGISA - Acre	246.522	8.025	0	0	0	0	0	254.547
Amazonas Energia	1.771.595	0	8.025	0	0	439.405	43.200	1.280.966
Roraima Energia - Interior	303.082	0	251.009	0	37.364	14.710	0	0
Roraima Energia - Capital	1.096.708	251.009	0	0	0	1.347.717	0	0
ENERGISA - Mato Grosso	6.290	0	0	0	0	6.290	0	0
CELPE	23.147	0	0	0	0	23.147	0	0
Petrobras/Alcoa Beneficiamento	49.123	0	0	0	0	49.123	0	0
Petrobras/Alcoa Porto	9.491	0	0	0	0	9.491	0	0
Total	4.235.477	259.034	259.034	0	37.364	1.893.395	43.200	2.261.519

ANEXO I: Sazonalização dos Atendimentos Previstos

1) Petrobras Distribuidora

CEG	Usina	Estado	TOTAL				janeiro-20			fevereiro-20			março-20			abril-20			maio-20			junho-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			[MMm³ ou m³]/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.PA.030167	UTE ALCOA BENEFICIAMENTO	PA	0,283	49.123	0	13.901,90	4.402	0	1.245,75	4.001	0	1.132,31	4.470	0	1.264,93	4.196	0	1.187,46	3.152	0	891,96	4.095	0	1.158,96
UTE.PE.PA.030168	UTE ALCOA PORTO	PA	0,283	9.491	0	2.686,09	778	0	220,2	658	0	186,3	729	0	206,4	854	0	241,6	813	0	230,0	808	0	228,6

CEG	Usina	Estado	TOTAL				julho-20			agosto-20			setembro-20			outubro-20			novembro-20			dezembro-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			[MMm³ ou m³]/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.PA.030167	UTE ALCOA BENEFICIAMENTO	PA	0,283	49.123	0	13.901,90	4.418	0	1.250,18	4.196	0	1.187,54	3.848	0	1.089,00	4.087	0	1.156,59	4.214	0	1.192,52	4.045	0	1.144,70
UTE.PE.PA.030168	UTE ALCOA PORTO	PA	0,283	9.491	0	2.686,09	772	0	218,6	937	0	265,1	772	0	218,5	888	0	251,2	722	0	204,3	760	0	215,2

2) Companhia de Eletricidade do Amapá

			TOTAL				janeiro-20			fevereiro-20			março-20			abril-20			maio-20			junho-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
CEG	Usina	Estado	[MMm³ ou m³)/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.AP.032304	UTE OIAPOQUE	AP	-	0	48.396	-	0	3.391	-	0	3.249	-	0	3.793	-	0	3.653	-	0	3.940	-	0	3.789	-
UTE.PE.AP.001339	LOURENÇO	AP	0,289	3.511	0	1.014,80	265	0	76,6	259	0	74,8	289	0	83,5	293	0	84,8	277	0	80,1	274	0	79,1

			TOTAL				julho-20			agosto-20			setembro-20			outubro-20			novembro-20			dezembro-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
CEG	Usina	Estado	[MMm³ ou m³)/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.AP.032304	UTE OIAPOQUE	AP	-	0	48.396	-	0	4.020	-	0	4.493	-	0	4.585	-	0	4.965	-	0	4.637	-	0	3.881	-
UTE.PE.AP.001339	LOURENÇO	AP	0,289	3.511	0	1.014,80	293	0	84,8	307	0	88,8	307	0	88,7	340	0	98,2	314	0	90,7	293	0	84,7

3) Centrais Elétricas do Pará

CEG	Usina	Estado	TOTAL				janeiro-20			fevereiro-20			março-20			abril-20			maio-20			junho-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECÍFICO	GT PRÓPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	GT PRÓPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	GT PRÓPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	GT PRÓPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	GT PRÓPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	GT PRÓPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	GT PRÓPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL
			[MMm³ ou m³]/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.PA.035706	AFUA	PA	-	0	12.267	-	0	953	-	0	831	-	0	916	-	0	919	-	0	996	-	0	981	-
UTE.PE.PA.035708	ALMEIRIM	PA	-	0	19.992	-	0	1.474	-	0	1.383	-	0	1.579	-	0	1.497	-	0	1.608	-	0	1.636	-
UTE.PE.PA.035709	ANAJÁS	PA	-	0	13.204	-	0	989	-	0	906	-	0	1.076	-	0	1.056	-	0	1.163	-	0	1.127	-
UTE.PE.PA.035710	UTE AVEIRO	PA	-	0	3.344	-	0	256	-	0	236	-	0	260	-	0	260	-	0	273	-	0	268	-
UTE.PE.PA.035712	CHAVES	PA	-	0	3.851	-	0	280	-	0	258	-	0	294	-	0	286	-	0	322	-	0	310	-
UTE.PE.PA.035713	COTIJUBA	PA	-	0	6.567	-	0	530	-	0	442	-	0	518	-	0	498	-	0	514	-	0	535	-
UTE.PE.PA.035714	FARO	PA	-	0	6.128	-	0	473	-	0	423	-	0	480	-	0	472	-	0	498	-	0	511	-
UTE.PE.PA.035715	GURUPA	PA	-	0	15.207	-	0	1.153	-	0	1.051	-	0	1.201	-	0	1.158	-	0	1.267	-	0	1.239	-
UTE.PE.PA.035716	JACAREACANGA	PA	-	0	13.276	-	0	971	-	0	958	-	0	1.104	-	0	1.113	-	0	1.169	-	0	1.117	-
UTE.PE.PA.035717	JURUTI	PA	-	0	51.971	-	0	3.922	-	0	3.724	-	0	4.153	-	0	4.144	-	0	4.249	-	0	4.149	-
UTE.PE.PA.035719	MUANA	PA	-	0	18.566	-	0	1.418	-	0	1.278	-	0	1.416	-	0	1.416	-	0	1.560	-	0	1.551	-
UTE.PE.PA.035720	OEIRAS DO PARÁ	PA	-	0	13.720	-	0	1.049	-	0	932	-	0	1.056	-	0	1.042	-	0	1.152	-	0	1.156	-
UTE.PE.PA.035721	PORTO DE MOZ	PA	-	0	23.225	-	0	1.722	-	0	1.588	-	0	1.801	-	0	1.748	-	0	1.865	-	0	1.839	-
UTE.PE.PA.035722	PRAINHA	PA	-	0	11.351	-	0	861	-	0	815	-	0	914	-	0	903	-	0	931	-	0	908	-
UTE.PE.PA.035724	SANTA CRUZ DO ARARI	PA	-	0	4.279	-	0	329	-	0	310	-	0	344	-	0	341	-	0	362	-	0	363	-
UTE.PE.PA.035725	SANTANA DO ARAGUAIA	PA	-	0	49.306	-	0	4.597	-	0	4.410	-	0	4.907	-	0	4.552	-	0	5.569	-	0	4.888	-
UTE.PE.PA.035726	SÃO SEBASTIÃO DA BOA VISTA	PA	-	0	15.949	-	0	1.253	-	0	1.057	-	0	1.193	-	0	1.191	-	0	1.316	-	0	1.349	-
UTE.PE.PA.035728	TERRA SANTA	PA	-	0	20.470	-	0	1.563	-	0	1.361	-	0	1.620	-	0	1.601	-	0	1.654	-	0	1.621	-

3) Centrais Elétricas do Pará (cont.)

CEG	Usina	Estado	TOTAL				julho-20			agosto-20			setembro-20			outubro-20			novembro-20			dezembro-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			[MMm³ ou m³]/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.PA.035706	AFUA	PA	-	0	12,267	-	0	1,115	-	0	1,103	-	0	1,110	-	0	1,167	-	0	1,140	-	0	1,036	-
UTE.PE.PA.035708	ALMEIRIM	PA	-	0	19,992	-	0	1,694	-	0	1,894	-	0	1,880	-	0	1,874	-	0	1,812	-	0	1,659	-
UTE.PE.PA.035709	ANAJÁS	PA	-	0	13,204	-	0	1,097	-	0	1,147	-	0	1,164	-	0	1,196	-	0	1,173	-	0	1,111	-
UTE.PE.PA.035710	UTE AVEIRO	PA	-	0	3,344	-	0	273	-	0	293	-	0	290	-	0	320	-	0	304	-	0	311	-
UTE.PE.PA.035712	CHAVES	PA	-	0	3,851	-	0	333	-	0	346	-	0	352	-	0	369	-	0	360	-	0	341	-
UTE.PE.PA.035713	COTIJUBA	PA	-	0	6,567	-	0	727	-	0	565	-	0	556	-	0	558	-	0	572	-	0	553	-
UTE.PE.PA.035714	FARO	PA	-	0	6,128	-	0	507	-	0	550	-	0	546	-	0	578	-	0	560	-	0	531	-
UTE.PE.PA.035715	GURUPA	PA	-	0	15,207	-	0	1,224	-	0	1,329	-	0	1,364	-	0	1,450	-	0	1,438	-	0	1,332	-
UTE.PE.PA.035716	JACAREACANGA	PA	-	0	13,276	-	0	1,062	-	0	1,154	-	0	1,159	-	0	1,181	-	0	1,171	-	0	1,116	-
UTE.PE.PA.035717	JURUTI	PA	-	0	51,971	-	0	4,248	-	0	4,693	-	0	4,638	-	0	4,899	-	0	4,727	-	0	4,425	-
UTE.PE.PA.035719	MUANA	PA	-	0	18,566	-	0	1,609	-	0	1,662	-	0	1,645	-	0	1,729	-	0	1,697	-	0	1,586	-
UTE.PE.PA.035720	OEIRAS DO PARA	PA	-	0	13,720	-	0	1,200	-	0	1,232	-	0	1,239	-	0	1,261	-	0	1,241	-	0	1,159	-
UTE.PE.PA.035721	PORTO DE MOZ	PA	-	0	23,225	-	0	1,962	-	0	2,127	-	0	2,123	-	0	2,226	-	0	2,208	-	0	2,015	-
UTE.PE.PA.035722	PRAINHA	PA	-	0	11,351	-	0	929	-	0	1,033	-	0	1,012	-	0	1,063	-	0	1,033	-	0	949	-
UTE.PE.PA.035724	SANTA CRUZ DO ARARI	PA	-	0	4,279	-	0	354	-	0	373	-	0	366	-	0	390	-	0	385	-	0	361	-
UTE.PE.PA.035725	SANTANA DO ARAGUAIA	PA	-	0	49,306	-	0	5,087	-	0	5,425	-	0	4,834	-	0	5,036	-	0	0	-	0	0	-
UTE.PE.PA.035726	SÃO SEBASTIÃO DA BOA VISTA	PA	-	0	15,949	-	0	1,379	-	0	1,424	-	0	1,442	-	0	1,466	-	0	1,466	-	0	1,413	-
UTE.PE.PA.035728	TERRA SANTA	PA	-	0	20,470	-	0	1,602	-	0	1,848	-	0	1,854	-	0	2,013	-	0	1,949	-	0	1,785	-

4) Companhia Energética de Pernambuco

			TOTAL				janeiro-20			fevereiro-20			março-20			abril-20			maio-20			junho-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
CEG	Usina	Estado	[MMm³ ou m³)/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.PE.002887	TUBARÃO	PE	0,283	23.147	0	6.550,48	2.078	0	588,1	1.879	0	531,8	2.011	0	569,3	1.851	0	523,9	2.001	0	566,3	1.809	0	512,0

			TOTAL				julho-20			agosto-20			setembro-20			outubro-20			novembro-20			dezembro-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
CEG	Usina	Estado	[MMm³ ou m³)/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.PE.002887	TUBARÃO	PE	0,283	23.147	0	6.550,48	1.804	0	510,6	1.834	0	519,1	1.868	0	528,5	1.969	0	557,3	1.954	0	553,1	2.087	0	590,6

5) Roraima Energia – Capital

CEG	Usina	Estado	TOTAL				janeiro-20		fevereiro-20			março-20			abril-20			maio-20			junho-20			
			LMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	INTERCÁMBIO LÍQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÁMBIO LÍQUIDO	GT PROPRIA	INTERCÁMBIO LÍQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÁMBIO LÍQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÁMBIO LÍQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÁMBIO LÍQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÁMBIO LÍQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	
			[MMm³ ou m³]/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.RR.031983	UTE DISTRITO	RR	0,283		259.000	73.297,00		20.000	5660,0		20.000	5660,0		22.000	6226,0		22.000	6226,0		23.000	6509,0		23.000	6509,0
UTE.PE.RR.031982	UTE MONTE CRISTO	RR	0,283	-251.009	770.717	218.112,97	-20.579	64.037	18122,4	-20.425	55.065	15583,3	-21.679	62.308	17633,2	-21.896	62.199	17602,3	-19.693	59.346	16795,0	-19.727	55.903	15820,5
UTE.PE.RR.031984	NOVO PARAISO	RR	0,283		71.000	20.093,00		6.000	1698,0		6.000	1698,0		6.000	1698,0		6.000	1698,0		6.000	1698,0		6.000	1698,0
UTE.PE.RR.000961	FLORESTA	RR	0,283		247.000	69.901,00		20.000	5660,0		20.000	5660,0		22.000	6226,0		22.000	6226,0		17.000	4811,0		17.000	4811,0

CEG	Usina	Estado	TOTAL				julho-20		agosto-20			setembro-20			outubro-20			novembro-20			dezembro-20			
			LMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	INTERCÁMBIO LÍQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÁMBIO LÍQUIDO	GT PROPRIA	INTERCÁMBIO LÍQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÁMBIO LÍQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÁMBIO LÍQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÁMBIO LÍQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÁMBIO LÍQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	
			[MMm³ ou m³]/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.RR.031983	UTE DISTRITO	RR	0,283		259.000	73.297,00		16.000	4528,0		22.000	6226,0		25.500	7216,5		23.500	6650,5		22.000	6226,0		22.000	6226,0
UTE.PE.RR.031982	UTE MONTE CRISTO	RR	0,283	-251.009	770.717	218.112,97	-19.156	60.558	17137,8	-20.500	69.128	19563,2	-19.722	69.238	19594,2	-24.226	71.827	20326,9	-23.029	72.450	20503,5	-20.378	68.660	19430,7
UTE.PE.RR.031984	NOVO PARAISO	RR	0,283		71.000	20.093,00		5.000	1415,0		6.000	1698,0		6.500	1839,5		6.500	1839,5		6.000	1698,0		6.000	1698,0
UTE.PE.RR.000961	FLORESTA	RR	0,283		247.000	69.901,00		16.000	4528,0		22.000	6226,0		25.500	7216,5		23.500	6650,5		22.000	6226,0		22.000	6226,0

6) Roraima Energia – Interior

CEG	Usina	Estado	TOTAL				janeiro-20			fevereiro-20			março-20			abril-20			maio-20			junho-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECÍFICO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL
UTE.PE.RR.000038	COM. IND. ÁGUA FRIA	RR	0,349	0	159	55,35	0	12	4,4	0	11	4,0	0	12	4,3	0	13	4,6	0	13	4,7	0	13	4,6
UTE.PE.RR.028323	COM. IND. ARAÇA	RR	0,404	0	53	21,26	0	5	1,8	0	4	1,7	0	5	1,8	0	4	1,8	0	4	1,8	0	4	1,8
UTE.PE.RR.034266	COM. IND. BANANAL	RR	0,404	0	44	17,93	0	4	1,6	0	4	1,5	0	4	1,7	0	4	1,4	0	4	1,5	0	4	1,4
UTE.PE.RR.001368	COM. IND. BOCA DA MATÁ	RR	0,349	0	114	39,77	0	9	3,0	0	9	3,2	0	10	3,4	0	10	3,6	0	11	3,7	0	11	3,7
UTE.PE.RR.034172	COM. IND. CAJU	RR	0,404	0	27	10,74	0	2	0,9	0	2	0,8	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9
UTE.PE.RR.034267	COM. IND. CARAPARÚ III	RR	0,404	0	5	2,01	0	0	0,2	0	0	0,1	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2
UTE.PE.RR.034250	COM. IND. CARAPARÚ IV	RR	0,404	0	7	2,76	0	1	0,2	0	1	0,2	0	1	0,2	0	1	0,2	0	1	0,2	0	1	0,2
UTE.PE.RR.034139	COM. IND. CATUAL	RR	0,404	0	10	3,86	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3
UTE.PE.RR.034191	COM. IND. COBRA	RR	0,404	0	10	3,86	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3
UTE.PE.RR.034137	COM. IND. CONGRESSO	RR	0,404	0	10	4,20	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4
UTE.PE.RR.034252	COM. IND. DARORA	RR	0,404	0	25	10,26	0	2	0,9	0	2	0,8	0	2	0,9	0	2	0,8	0	2	0,9	0	2	0,9
UTE.PE.RR.034259	COM. IND. ENSEADA	RR	0,404	0	33	13,21	0	2	1,0	0	2	0,9	0	1	0,4	0	3	1,2	0	3	1,2	0	3	1,2
UTE.PE.RR.034134	COM. IND. ENTRONCAMENTO	RR	0,404	0	27	10,85	0	2	0,9	0	2	0,8	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9
UTE.PE.RR.001373	COM. IND. FLEXAL	RR	0,404	0	50	20,27	0	4	1,8	0	4	1,6	0	4	1,7	0	4	1,6	0	4	1,7	0	4	1,6
UTE.PE.RR.033098	COM. IND. GAVIÃO	RR	0,404	0	15	5,99	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,4	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5
UTE.PE.RR.001374	COM. IND. GUARIBA	RR	0,404	0	24	9,50	0	2	0,8	0	2	0,7	0	2	0,8	0	2	0,8	0	2	0,8	0	2	0,8
UTE.PE.RR.034265	COM. IND. INGARUMÃ	RR	0,404	0	25	10,25	0	2	0,9	0	2	0,8	0	2	0,9	0	2	0,8	0	2	0,9	0	2	0,8
UTE.PE.RR.034138	COM. IND. JATAPUZINHO	RR	0,404	0	18	7,17	0	2	0,6	0	1	0,6	0	1	0,6	0	1	0,6	0	1	0,6	0	1	0,6
UTE.PE.RR.034248	COM. IND. MARACÁ	RR	0,404	0	10	3,86	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3
UTE.PE.RR.001406	COM. IND. MARACANÃ	RR	0,404	0	59	24,03	0	5	2,0	0	5	1,8	0	5	2,0	0	5	2,0	0	5	2,1	0	5	2,0
UTE.PE.RR.034251	COM. IND. MARUWAI	RR	0,404	0	13	5,13	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5
UTE.PE.RR.034263	COM. IND. MATURUCA	RR	0,404	0	53	21,37	0	4	1,7	0	4	1,6	0	4	1,7	0	4	1,8	0	5	1,8	0	4	1,8
UTE.PE.RR.003020	COM. IND. MILAGRE	RR	0,404	0	10	3,89	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3
UTE.PE.RR.034262	COM. IND. MONTE MURIÁ I	RR	0,404	0	18	7,38	0	2	0,6	0	1	0,6	0	2	0,6	0	2	0,6	0	1	0,5	0	2	0,7
UTE.PE.RR.034261	COM. IND. MONTE MURIÁ II	RR	0,404	0	11	4,62	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4
UTE.PE.RR.001522	COM. IND. MUTUM	RR	0,404	0	57	23,07	0	5	2,0	0	5	1,9	0	5	2,1	0	5	2,0	0	5	2,1	0	5	2,0
UTE.PE.RR.001525	COM. IND. NAPOLEÃO	RR	0,349	0	127	44,19	0	10	3,4	0	9	3,1	0	11	3,7	0	10	3,6	0	11	3,9	0	10	3,3
UTE.PE.RR.033043	COM. IND. NOVA ALIANÇA	RR	0,404	0	4	1,80	0	0	0,1	0	0	0,1	0	0	0,1	0	0	0,1	0	0	0,1	0	0	0,1
ITFF.PE.RR.034755	COM. IND. NOVA IFRISÁI FM	RR	0,404	0	4	1,80	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2
UTE.PE.RR.001606	COM. IND. OLHO D'ÁGUA	RR	0,404	0	29	11,55	0	2	1,0	0	2	1,0	0	2	1,0	0	2	1,0	0	2	1,0	0	2	1,0
UTE.PE.RR.034246	COM. IND. PACÚ	RR	0,404	0	5	1,82	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2
UTE.PE.RR.034247	COM. IND. PATATIVA	RR	0,404	0	7	3,00	0	1	0,2	0	1	0,2	0	1	0,2	0	1	0,2	0	1	0,2	0	1	0,2
UTE.PE.RR.034260	COM. IND. PEDRA PRETA	RR	0,404	0	10	4,20	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4
UTE.PE.RR.034133	COM. IND. PERDIZ	RR	0,404	0	19	7,48	0	1	0,6	0	1	0,5	0	1	0,6	0	1	0,6	0	1	0,6	0	2	0,7
UTE.PE.RR.034256	COM. IND. SABIÁ	RR	0,404	0	6	2,38	0	0	0,2	0	0	0,2	0	1	0,2	0	0	0,2	0	1	0,2	0	0	0,2
UTE.PE.RR.034258	COM. IND. SANTA CRUZA	RR	0,404	0	40	15,98	0	2	0,9	0	2	0,9	0	7	2,8	0	10	3,9	0	2	1,0	0	2	0,9

6) Roraima Energia – Interior (Cont.)

CEG	Usina	Estado	TOTAL				julho-20			agosto-20			setembro-20			outubro-20			novembro-20			dezembro-20		
			UNIDADE DE CONSUMO ESPECÍFICO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL
			[MMm³ ou m³]/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.RR.000038	COM. IND. ÁGUA FRIA	RR	0,349	0	159	55,35	0	12	4,3	0	14	4,9	0	14	4,7	0	14	4,9	0	14	5,0	0	15	5,2
UTE.PE.RR.028323	COM. IND. ARAÇA	RR	0,404	0	53	21,26	0	4	1,8	0	4	1,8	0	4	1,7	0	4	1,8	0	4	1,7	0	4	1,8
UTE.PE.RR.034266	COM. IND. BANANAL	RR	0,404	0	44	17,93	0	4	1,5	0	4	1,5	0	4	1,4	0	4	1,5	0	4	1,4	0	4	1,5
UTE.PE.RR.001368	COM. IND. BOCA DA MATA	RR	0,349	0	114	39,77	0	10	3,5	0	10	3,3	0	9	3,1	0	9	3,0	0	9	3,0	0	9	3,2
UTE.PE.RR.034172	COM. IND. CAJU	RR	0,404	0	27	10,74	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9
UTE.PE.RR.034267	COM. IND. CARAPARÚ III	RR	0,404	0	5	2,01	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2
UTE.PE.RR.034250	COM. IND. CARAPARÚ IV	RR	0,404	0	7	2,76	0	1	0,2	0	1	0,2	0	1	0,2	0	1	0,2	0	1	0,2	0	1	0,2
UTE.PE.RR.034139	COM. IND. CATUAL	RR	0,404	0	10	3,86	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3
UTE.PE.RR.034191	COM. IND. COBRA	RR	0,404	0	10	3,86	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3
UTE.PE.RR.034137	COM. IND. CONGRESSO	RR	0,404	0	10	4,20	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4
UTE.PE.RR.034252	COM. IND. DARORA	RR	0,404	0	25	10,26	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,8	0	2	0,9	0	2	0,8	0	2	0,9
UTE.PE.RR.034259	COM. IND. ENSEADA	RR	0,404	0	33	13,21	0	3	1,2	0	3	1,2	0	3	1,2	0	3	1,2	0	3	1,2	0	3	1,2
UTE.PE.RR.034134	COM. IND. ENTRONCAMENTO	RR	0,404	0	27	10,85	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9
UTE.PE.RR.001373	COM. IND. FLEXAL	RR	0,404	0	50	20,27	0	4	1,7	0	4	1,7	0	4	1,6	0	4	1,6	0	4	1,6	0	4	1,7
UTE.PE.RR.033098	COM. IND. GAVIÃO	RR	0,404	0	15	5,99	0	1	0,6	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5
UTE.PE.RR.001374	COM. IND. GUARIBA	RR	0,404	0	24	9,50	0	2	0,8	0	2	0,8	0	2	0,8	0	2	0,8	0	2	0,8	0	2	0,9
UTE.PE.RR.034265	COM. IND. INGARUMÃ	RR	0,404	0	25	10,25	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,8	0	2	0,9
UTE.PE.RR.034138	COM. IND. JATAPUZINHO	RR	0,404	0	18	7,17	0	1	0,6	0	1	0,6	0	1	0,6	0	1	0,6	0	1	0,6	0	1	0,6
UTE.PE.RR.034248	COM. IND. MARACÁ	RR	0,404	0	10	3,86	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3
UTE.PE.RR.001406	COM. IND. MARACANÃ	RR	0,404	0	59	24,03	0	5	2,1	0	5	2,1	0	5	2,0	0	5	2,0	0	5	1,9	0	5	2,0
UTE.PE.RR.034251	COM. IND. MARUWAI	RR	0,404	0	13	5,13	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5
UTE.PE.RR.034263	COM. IND. MATURUCA	RR	0,404	0	53	21,37	0	5	1,8	0	5	1,8	0	4	1,8	0	5	1,8	0	4	1,8	0	5	1,8
UTE.PE.RR.003020	COM. IND. MILAGRE	RR	0,404	0	10	3,89	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3
UTE.PE.RR.034262	COM. IND. MONTE MURIA I	RR	0,404	0	18	7,38	0	2	0,7	0	2	0,7	0	2	0,6	0	2	0,6	0	2	0,6	0	2	0,6
UTE.PE.RR.034261	COM. IND. MONTE MURIA II	RR	0,404	0	11	4,62	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4
UTE.PE.RR.001522	COM. IND. MUTUM	RR	0,404	0	57	23,07	0	5	2,1	0	5	2,1	0	5	2,0	0	5	2,1	0	2	0,7	0	5	2,1
UTE.PE.RR.001525	COM. IND. NAPOLEÃO	RR	0,349	0	127	44,19	0	10	3,6	0	11	3,9	0	11	3,9	0	12	4,3	0	12	4,3	0	9	3,2
UTE.PE.RR.033043	COM. IND. NOVA ALIANÇA	RR	0,404	0	4	1,80	0	0	0,1	0	0	0,1	0	0	0,1	0	0	0,1	0	0	0,1	0	0	0,1
UTE.PE.RR.034255	COM. IND. NOVA JERUSALÉM	RR	0,404	0	4	1,80	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2
UTE.PE.RR.001606	COM. IND. OLHO D'ÁGUA	RR	0,404	0	29	11,55	0	2	1,0	0	2	1,0	0	2	1,0	0	2	1,0	0	2	1,0	0	2	1,0
UTE.PE.RR.034246	COM. IND. PACÚ	RR	0,404	0	5	1,82	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2
UTE.PE.RR.034247	COM. IND. PATATIVA	RR	0,404	0	7	3,00	0	1	0,2	0	1	0,2	0	1	0,2	0	1	0,2	0	1	0,2	0	1	0,2
UTE.PE.RR.034260	COM. IND. PEDRA PRETA	RR	0,404	0	10	4,20	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4
UTE.PE.RR.034133	COM. IND. PERDIZ	RR	0,404	0	19	7,48	0	2	0,7	0	1	0,6	0	1	0,6	0	1	0,6	0	2	0,7	0	2	0,7
UTE.PE.RR.034256	COM. IND. SABIÁ	RR	0,404	0	6	2,38	0	1	0,2	0	1	0,2	0	0	0,2	0	1	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2
UTE.PE.RR.034258	COM. IND. SANTA CREUZA	RR	0,404	0	40	15,98	0	2	1,0	0	2	1,0	0	2	0,9	0	2	1,0	0	2	0,9	0	2	1,0

6) Roraima Energia – Interior (Cont.)

CEG	Usina	Estado	TOTAL				janeiro-20			fevereiro-20			março-20			abril-20			maio-20			junho-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			[MMm³ ou m³)/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.RR.034136	COM. IND. SANTA CRUZ	RR	0,404	0	4	1,80	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2
UTE.PE.RR.034144	CCM. IND. SANTA INÊS	RR	0,404	0	9	3,60	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3
UTE.PE.RR.001380	COM. IND. SANTA ROSA	RR	0,404	0	38	15,22	0	3	1,0	0	2	0,9	0	4	1,4	0	3	1,4	0	4	1,4	0	3	1,4
UTE.PE.RR.001381	COM. IND. SÃO MARCOS	RR	0,404	0	24	9,72	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9
UTE.PE.RR.034254	COM. IND. SERRA DO SOL	RR	0,404	0	5	2,21	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2
UTE.PE.RR.002759	COM. IND. SOCÓ	RR	0,404	0	58	23,52	0	5	1,9	0	4	1,8	0	5	1,9	0	5	2,0	0	5	2,1	0	5	2,0
UTE.PE.RR.034140	COM. IND. SOMA	RR	0,404	0	11	4,57	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4
UTE.PE.RR.034268	COM. IND. SOROCAIMA	RR	0,404	0	40	16,33	0	3	1,3	0	3	1,2	0	3	1,3	0	3	1,4	0	4	1,4	0	3	1,4
UTE.PE.RR.033044	COM. IND. SOROCAIMA II	RR	0,404	0	15	6,17	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5
UTE.PE.RR.002786	COM. IND. SURUMÚ	RR	0,329	0	1.077	354,42	0	91	29,9	0	83	27,4	0	92	30,3	0	87	28,8	0	85	28,1	0	79	26,0
UTE.PE.RR.034171	COM. IND. TICOÇA	RR	0,404	0	26	10,49	0	2	0,9	0	2	0,8	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9
UTE.PE.RR.034173	COM. IND. way way samaúma	RR	0,404	0	10	3,86	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3
UTE.PE.RR.034132	VILA XIXUAÚ	RR	0,404	0	28	11,20	0	3	1,1	0	2	1,0	0	3	1,1	0	3	1,1	0	3	1,1	0	3	1,1
UTE.PE.RR.003060	COM. IND. XUMINA	RR	0,404	0	68	27,67	0	6	2,3	0	5	2,1	0	6	2,4	0	6	2,3	0	6	2,3	0	6	2,3
UTE.PE.RR.034257	COM. IND. PEDRA BRANCA	RR	0,404	0	15	6,01	0	1	0,5	0	1	0,4	0	1	0,5	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,4
UTE.PE.RR.034092	COM. IND. CANAVIAL	RR	0,404	0	73	29,63	0	1	0,4	0	10	3,8	0	1	0,4	0	7	2,7	0	7	2,9	0	7	2,9
UTE.PE.RR.027140	UIRAMUTĂ	RR	0,289	0	1.785	515,80	0	156	45,0	0	143	41,2	0	159	45,8	0	143	41,3	0	149	43,0	0	148	42,7
UTE.PE.RR.034264	VILA BEIA VISTA (BX RIO BRANCO)	RR	0,404	0	14	5,75	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5
UTE.PE.RR.002992	VILA BRASIL	RR	0,289	0	7.897	2.282,17	0	637	184,1	0	584	168,7	0	699	201,9	0	656	189,7	0	613	177,1	0	628	181,5
UTE.PE.RR.002993	VILA CACHOEIRINHA	RR	0,349	0	137	47,66	0	11	4,0	0	10	3,7	0	12	4,0	0	11	3,7	0	11	3,9	0	11	3,8
UTE.PE.RR.034142	VILA CAICUBI	RR	0,349	0	216	75,40	0	18	6,3	0	16	5,7	0	18	6,3	0	18	6,1	0	18	6,3	0	18	6,1
UTE.PE.RR.003012	VILA DONA CÔTA	RR	0,404	0	27	10,72	0	2	0,9	0	2	0,8	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9
UTE.PE.RR.003014	VILA FLORESTA	RR	0,404	0	75	30,19	0	7	2,7	0	6	2,5	0	7	2,8	0	7	2,7	0	7	2,8	0	7	2,7
UTE.PE.RR.027142	VILA ITAQUERA	RR	0,404	0	81	32,58	0	7	2,7	0	6	2,5	0	7	2,7	0	7	2,7	0	7	2,7	0	7	2,7
UTE.PE.RR.034141	VILA LAGO GRANDE	RR	0,404	0	76	30,67	0	7	2,7	0	6	2,5	0	7	2,8	0	7	2,7	0	7	2,8	0	7	2,7
UTE.PE.RR.001948	VILA PANACÁRICA	RR	0,404	0	32	12,93	0	3	1,1	0	2	1,0	0	3	1,1	0	3	1,1	0	3	1,1	0	3	1,1
UTE.PE.RR.027143	VILA REMANSO	RR	0,404	0	84	34,03	0	7	3,0	0	7	2,7	0	7	2,9	0	7	2,8	0	7	2,9	0	7	2,8
UTE.PE.RR.002564	VILA SACAI	RR	0,404	0	194	78,44	0	16	6,5	0	15	6,0	0	16	6,6	0	16	6,4	0	16	6,6	0	16	6,4
UTE.PE.RR.002685	VILA SAMAÚMA	RR	0,404	0	39	15,88	0	3	1,3	0	3	1,2	0	3	1,4	0	3	1,3	0	3	1,3	0	3	1,3
UTE.PE.RR.026723	VILA SANTA MARIA DO BOIAÇÚ	RR	0,329	0	674	221,89	0	53	17,5	0	49	16,0	0	58	19,0	0	53	17,3	0	55	18,3	0	55	18,1
UTE.PE.RR.026724	VILA SANTA MARIA DO XERUINI	RR	0,404	0	90	36,30	0	8	3,3	0	8	3,1	0	8	3,4	0	8	3,3	0	8	3,4	0	8	3,3
UTE.PE.RR.034175	VILA SANTA MARIA VELHA	RR	0,404	0	31	12,71	0	3	1,1	0	2	1,0	0	3	1,1	0	3	1,0	0	3	1,1	0	3	1,0
UTE.PE.AM.026817	VILA S. F. DO BAIXO RIO BRANCO	RR	0,404	0	25	10,16	0	2	0,9	0	2	0,8	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9
UTE.PE.AM.034093	VILA SÃO PEDRO	RR	0,404	0	16	6,57	0	2	0,6	0	1	0,6	0	2	0,6	0	2	0,6	0	2	0,6	0	1	0,5
UTE.PE.RR.034174	VILA TANAAÚ	RR	0,404	0	15	6,15	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5
UTE.PE.RR.002834	VILA TEPEQUEM	RR	0,296	0	459	135,99	0	36	10,6	0	41	12,1	0	36	10,6	0	41	12,1	0	36	10,5	0	41	12,1
UTE.PE.RR.002839	VILA TERRA PRETA	RR	0,404	0	103	41,80	0	9	3,4	0	9	3,5	0	9	3,4	0	9	3,5	0	9	3,5	0	9	3,5

6) Roraima Energia – Interior (Cont.)

CEG	Usina	Estado	TOTAL				julho-20			agosto-20			setembro-20			outubro-20			novembro-20			dezembro-20		
			LMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	INTERCMBRIO LQUIDO	GT PRPIA	TOTAL DA NECESSIDAD DE COMBUSTIVEL	INTERCMBRIO LQUIDO	GT PRPIA	TOTAL DA NECESSIDAD DE COMBUSTIVEL	INTERCMBRIO LQUIDO	GT PRPIA	TOTAL DA NECESSIDAD DE COMBUSTIVEL	INTERCMBRIO LQUIDO	GT PRPIA	TOTAL DA NECESSIDAD DE COMBUSTIVEL	INTERCMBRIO LQUIDO	GT PRPIA	TOTAL DA NECESSIDAD DE COMBUSTIVEL	INTERCMBRIO LQUIDO	GT PRPIA	TOTAL DA NECESSIDAD DE COMBUSTIVEL	INTERCMBRIO LQUIDO	GT PRPIA	TOTAL DA NECESSIDAD DE COMBUSTIVEL
			[MMm³ ou m³)/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.RR.034136	COM. IND. SANTA CRUZ	RR	0,404	0	4	1,80	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2
UTE.PE.RR.034144	COM. IND. SANTA INÊS	RR	0,404	0	9	3,60	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3
UTE.PE.RR.001380	COM. IND. SANTA ROSA	RR	0,404	0	38	15,22	0	4	1,4	0	4	1,4	0	3	1,3	0	3	1,1	0	3	1,1	0	3	1,3
UTE.PE.RR.001381	COM. IND. SÃO MARCOS	RR	0,404	0	24	9,72	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,8	0	1	0,4	0	2	0,9	0	2	0,8
UTE.PE.RR.034254	COM. IND. SERRA DO SOL	RR	0,404	0	5	2,21	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2	0	0	0,2
UTE.PE.RR.002759	COM. IND. SOCÓ	RR	0,404	0	58	23,52	0	5	2,1	0	5	2,1	0	5	2,0	0	5	2,0	0	5	1,9	0	5	2,0
UTE.PE.RR.034140	COM. IND. SOMA	RR	0,404	0	11	4,57	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4	0	1	0,4
UTE.PE.RR.034268	COM. IND. SOROCAIMA	RR	0,404	0	40	16,33	0	4	1,4	0	4	1,4	0	3	1,4	0	4	1,4	0	3	1,3	0	3	1,4
UTE.PE.RR.033044	COM. IND. SOROCAIMA II	RR	0,404	0	15	6,17	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5
UTE.PE.RR.002786	COM. IND. SURUMÚ	RR	0,329	0	1.077	354,42	0	84	27,7	0	89	29,3	0	92	30,1	0	99	32,6	0	96	31,5	0	99	32,7
UTE.PE.RR.034171	COM. IND. TICOÇA	RR	0,404	0	26	10,49	0	2	0,9	0	1	0,5	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9
UTE.PE.RR.034173	COM. IND. way way samaúma	RR	0,404	0	10	3,86	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3	0	1	0,3
UTE.PE.RR.034132	VILA XIXUAÚ	RR	0,404	0	28	11,20	0	3	1,3	0	1	0,5	0	1	0,6	0	1	0,5	0	2	0,9	0	3	1,1
UTE.PE.RR.003060	COM. IND. XUMINA	RR	0,404	0	68	27,67	0	6	2,4	0	6	2,4	0	6	2,3	0	6	2,3	0	6	2,2	0	6	2,3
UTE.PE.RR.034257	COM. IND. PEDRA BRANCA	RR	0,404	0	15	6,01	0	1	0,5	0	1	0,6	0	1	0,5	0	1	0,6	0	1	0,5	0	2	0,7
UTE.PE.RR.034092	COM. IND. CANAVIAL	RR	0,404	0	73	29,63	0	7	2,9	0	7	2,9	0	5	1,9	0	7	2,9	0	7	2,8	0	7	2,9
UTE.PE.RR.027140	UIRAMUTÁ	RR	0,289	0	1.785	515,80	0	139	40,2	0	148	42,7	0	144	41,7	0	163	47,1	0	152	44,0	0	142	41,0
UTE.PE.RR.034264	VILA BELA VISTA (BX RIO BRANCO)	RR	0,404	0	14	5,75	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,4
UTE.PE.RR.002992	VILA BRASIL	RR	0,289	0	7.897	2.282,17	0	597	172,4	0	687	198,5	0	707	204,4	0	764	220,7	0	696	198,3	0	640	185,0
UTE.PE.RR.002993	VILA CACHOEIRINHA	RR	0,349	0	137	47,66	0	11	4,0	0	11	4,0	0	11	3,8	0	11	4,0	0	11	3,8	0	14	5,0
UTE.PE.RR.034142	VILA CAICUBI	RR	0,349	0	216	75,40	0	18	6,3	0	18	6,3	0	18	6,1	0	18	6,3	0	18	6,1	0	21	7,2
UTE.PE.RR.003012	VILA DONA COTA	RR	0,404	0	27	10,72	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9
UTE.PE.RR.003014	VILA FLORESTA	RR	0,404	0	75	30,19	0	5	1,9	0	7	2,7	0	7	2,7	0	7	2,7	0	7	2,7	0	3	1,3
UTE.PE.RR.027142	VILA ITAQUERA	RR	0,404	0	81	32,58	0	7	2,7	0	7	2,7	0	7	2,7	0	7	2,7	0	7	2,7	0	8	3,1
UTE.PE.RR.034141	VILA LAGO GRANDE	RR	0,404	0	76	30,67	0	2	0,8	0	7	2,8	0	7	2,7	0	7	2,8	0	7	2,7	0	7	2,8
UTE.PE.RR.001948	VILA PANACARICA	RR	0,404	0	32	12,93	0	3	1,1	0	3	1,1	0	3	1,1	0	3	1,1	0	3	1,1	0	3	1,1
UTE.PE.RR.027143	VILA REMANSO	RR	0,404	0	84	34,03	0	7	2,9	0	7	2,9	0	7	2,8	0	7	2,9	0	7	2,8	0	7	2,7
UTE.PE.RR.002564	VILA SACAI	RR	0,404	0	194	78,44	0	16	6,6	0	16	6,6	0	16	6,4	0	16	6,6	0	16	6,4	0	18	7,2
UTE.PE.RR.002685	VILA SAMAÚMA	RR	0,404	0	39	15,88	0	3	1,3	0	3	1,3	0	3	1,3	0	3	1,3	0	3	1,3	0	3	1,3
UTE.PE.RR.026723	VILA SANTA MARIA DO BOIAÇÚ	RR	0,329	0	674	221,89	0	53	17,5	0	57	18,7	0	59	19,5	0	67	22,1	0	57	18,7	0	58	19,2
UTE.PE.RR.026724	VILA SANTA MARIA DO XERUINI	RR	0,404	0	90	36,30	0	8	3,4	0	8	3,4	0	8	3,3	0	6	2,3	0	2	1,0	0	8	3,4
UTE.PE.RR.034175	VILA SANTA MARIA VELHA	RR	0,404	0	31	12,71	0	3	1,1	0	3	1,1	0	3	1,0	0	3	1,1	0	3	1,0	0	3	1,2
UTE.PE.AM.026817	VILA S. F. DO BAIXO RIO BRANCO	RR	0,404	0	25	10,16	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	2	0,9	0	1	0,3
UTE.PE.AM.034093	VILA SÃO PEDRO	RR	0,404	0	16	6,57	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,4	0	2	0,6	0	1	0,5
UTE.PE.RR.034174	VILA TANAAÚ	RR	0,404	0	15	6,15	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5	0	1	0,5
UTE.PE.RR.002834	VILA TEPEQUEM	RR	0,296	0	459	135,99	0	36	10,5	0	41	12,1	0	36	10,5	0	41	12,1	0	36	10,5	0	41	12,1
UTE.PE.RR.002839	VILA TERRA PRETA	RR	0,404	0	103	41,80	0	9	3,5	0	9	3,5	0	9	3,5	0	9	3,5	0	9	3,5	0	9	3,5

6) Roraima Energia – Interior (Cont.)

CEG	Usina	Estado	TOTAL				janeiro-20			fevereiro-20			março-20			abril-20			maio-20			junho-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	INTERCAMBIO LIQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCAMBIO LIQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCAMBIO LIQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCAMBIO LIQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCAMBIO LIQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCAMBIO LIQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCAMBIO LIQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			[MMm³ ou m³]/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
-	NORMANDIA	RR	-	7.363	0	-	584	0	-	597	0	-	611	0	-	630	0	-	592	0	-	575	0	-
-	CARACARAÍ	RR	-	52.399	0	-	4.321	0	-	4.332	0	-	4.561	0	-	4.528	0	-	4.101	0	-	4.098	0	-
-	RORAINÓPOLIS	RR	-	61.102	0	-	4.886	0	-	4.777	0	-	5.137	0	-	5.162	0	-	4.759	0	-	4.869	0	-
-	ALTO ALEGRE	RR	-	23.595	0	-	1.951	0	-	1.939	0	-	1.947	0	-	2.097	0	-	1.845	0	-	1.876	0	-
-	BONFIM	RR	-	47.741	0	-	4.002	0	-	3.961	0	-	4.613	0	-	4.319	0	-	3.660	0	-	3.585	0	-
N/D	PACARAIMA	RR	-	10.679	0	-	867	0	-	843	0	-	852	0	-	929	0	-	863	0	-	892	0	-
-	MUCAJÁI	RR	-	48.129	0	-	3.967	0	-	3.975	0	-	3.958	0	-	4.231	0	-	3.873	0	-	3.832	0	-

CEG	Usina	Estado	TOTAL				julho-20			agosto-20			setembro-20			outubro-20			novembro-20			dezembro-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	INTERCAMBIO LIQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCAMBIO LIQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCAMBIO LIQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCAMBIO LIQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCAMBIO LIQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCAMBIO LIQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCAMBIO LIQUIDO	GT PROPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			[MMm³ ou m³]/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
-	NORMANDIA	RR	-	7.363	0	-	567	0	-	636	0	-	582	0	-	718	0	-	687	0	-	584	0	-
-	CARACARAÍ	RR	-	52.399	0	-	4.041	0	-	4.440	0	-	4.050	0	-	5.090	0	-	4.715	0	-	4.120	0	-
-	RORAINÓPOLIS	RR	-	61.102	0	-	4.804	0	-	4.986	0	-	5.067	0	-	6.042	0	-	5.782	0	-	4.831	0	-
-	ALTO ALEGRE	RR	-	23.595	0	-	1.822	0	-	1.871	0	-	1.827	0	-	2.363	0	-	2.144	0	-	1.914	0	-
-	BONFIM	RR	-	47.741	0	-	3.399	0	-	3.667	0	-	3.614	0	-	4.299	0	-	4.303	0	-	4.320	0	-
N/D	PACARAIMA	RR	-	10.679	0	-	897	0	-	886	0	-	810	0	-	995	0	-	977	0	-	869	0	-
-	MUCAJÁI	RR	-	48.129	0	-	3.627	0	-	4.014	0	-	3.772	0	-	4.719	0	-	4.421	0	-	3.740	0	-

6) Roraima Energia – Interior (Cont.)

			TOTAL			janeiro-20	fevereiro-20	março-20	abril-20	maio-20	junho-20						
			LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GH PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GH PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GH PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GH PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL						
CEG	Usina	Estado	[MMm ³ ou m ³]/MWh	MWh	-	MWh	-	MWh	-	MWh	-						
PCH.PH.RR.000076	Alto Jatapu	RR	-	37.364	-	3.116	-	2.767	-	3.024	-	3.407	-	3.079	-	2.871	-

			TOTAL			julho-20	agosto-20	setembro-20	outubro-20	novembro-20	dezembro-20						
			LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GH PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GH PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GH PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GH PRÓPRIA	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL						
CEG	Usina	Estado	[MMm ³ ou m ³]/MWh	MWh	-	MWh	-	MWh	-	MWh	-						
PCH.PH.RR.000076	Alto Jatapu	RR	-	37.364	-	2.878	-	3.037	-	3.031	-	3.870	-	3.428	-	2.856	-

7) Amazonas Energia

CEG	Usina	Estado	TOTAL				janeiro-20			fevereiro-20			março-20			abril-20			maio-20			junho-20		
			LMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDAD DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDAD DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDAD DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDAD DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDAD DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDAD DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDAD DE COMBUSTIVEL
			[MMm³ ou m³]/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.AM.029534	CAMARUÁ	AM	0,404	877	0	354,46	76	0	30,7	66	0	26,6	76	0	30,6	73	0	29,6	66	0	26,7	63	0	25,5
UTE.PE.AM.027058	ITAPIRANGA	AM	0,289	12.732	0	3.679,40	991	0	286,4	892	0	257,8	1.100	0	317,8	1.055	0	304,9	997	0	288,1	986	0	284,9
UTE.PE.AM.001989	PARINTINS	AM	0,210	138.698	0	29.126,62	10.621	0	2230,4	9.688	0	2034,5	11.518	0	2418,8	11.082	0	2327,2	11.222	0	2356,7	11.061	0	2322,9
UTE.PE.AM.037688	UTE MOCAMBO - COE	AM																						
UTE.PE.AM.029185	RIO PRETO DA EVA	AM	0,283	50.594	0	14.318,01	4.124	0	1167,0	3.827	0	1083,1	4.536	0	1283,7	4.377	0	1238,8	4.479	0	1267,5	3.940	0	1115,0
UTE.PE.AM.027132	SILVES	AM	0,289	8.493	0	2.454,47	658	0	190,2	589	0	170,3	713	0	206,0	685	0	198,0	721	0	208,3	709	0	205,0
UTE.PE.AM.000063	ALTEROSA	AM																						
UTE.PE.AM.035829	Alterosa - CGA	AM	-	0	980	-	0	78	-	0	73	-	0	89	-	0	87	-	0	78	-	0	74	-
UTE.PE.AM.000082	ALVARÃES	AM																						
UTE.PE.AM.035819	Alvarães - CGA	AM	-	0	10.928	-	0	826	-	0	804	-	0	970	-	0	892	-	0	938	-	0	851	-
UTE.PE.AM.000087	AMATURA	AM																						
UTE.PE.AM.035833	Amaturá - CGA	AM	-	0	6.608	-	0	543	-	0	516	-	0	572	-	0	570	-	0	543	-	0	507	-
UTE.PE.AM.000124	APUI	AM																						
UTE.PE.AM.037732	Apui - Powertech	AM	-	0	20.089	-	0	1.620	-	0	1.506	-	0	1.670	-	0	1.657	-	0	1.717	-	0	1.623	-
UTE.PE.AM.027892	ARARA	AM																						
UTE.PE.AM.037724	UTE ARARAS - COE	AM	-	0	684	-	0	49	-	0	48	-	0	61	-	0	59	-	0	62	-	0	60	-
UTE.PE.AM.027971	AUGUSTO MONTENEGRO	AM																						
UTE.PE.AM.037684	UTE AUGUSTO MONTENEGRO - COE	AM	-	0	1.304	-	0	91	-	0	83	-	0	99	-	0	99	-	0	102	-	0	104	-
UTE.PE.AM.000175	AUTAZES	AM																						
UTE.PE.AM.037737	UTE AUTAZES -VPTM	AM	-	0	33.962	-	0	2.598	-	0	2.375	-	0	2.935	-	0	2.765	-	0	2.653	-	0	2.675	-
UTE.PE.AM.030665	AUXILIADORA	AM																						
UTE.PE.AM.037730	Auxiliadora - Powertech	AM	-	0	1.446	-	0	115	-	0	102	-	0	119	-	0	126	-	0	127	-	0	120	-
UTE.PE.AM.000181	AXINIM	AM																						
UTE.PE.AM.037731	Axinim - Powertech	AM	-	0	2.065	-	0	165	-	0	149	-	0	178	-	0	172	-	0	165	-	0	162	-
UTE.PE.AM.000201	BARCELOS	AM																						
UTE.PE.AM.037691	UTE BARCELOS - COE	AM	-	0	16.326	-	0	1.402	-	0	1.298	-	0	1.495	-	0	1.371	-	0	1.254	-	0	1.225	-
UTE.PE.AM.000230	BARREIRINHA	AM																						
UTE.PE.AM.037702	UTE BARREIRINHA - COE	AM	-	0	18.318	-	0	1.444	-	0	1.309	-	0	1.559	-	0	1.506	-	0	1.412	-	0	1.418	-
UTE.PE.AM.000247	BELEM DO SOLIMÕES	AM	0,329	356	0	117,09	184	0	60,4	172	0	56,6												
UTE.PE.AM.035831	Belém do Solimões - CGA	AM	-	0	1.784	-							0	192	-	0	189	-	0	168	-	0	165	-
UTE.PE.AM.029491	BELO MONTE	AM																						
UTE.PE.AM.037709	UTE VILA DE BELO MONTE - COE	AM	-	0	828	-	0	57	-	0	52	-	0	61	-	0	66	-	0	73	-	0	63	-
UTE.PE.AM.000253	BENJAMIN CONSTANT	AM																						
UTE.PE.AM.035840	Benjamin Constant + Atalaia do Norte -	AM	-	0	34.037	-	0	2.686	-	0	2.619	-	0	2.991	-	0	2.928	-	0	2.926	-	0	2.736	-

7) Amazonas Energia (Cont.)

CEG	Usina	Estado	TOTAL			julho-20			agosto-20			setembro-20			outubro-20			novembro-20			dezembro-20			
			LMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PROPRIA	GT PE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			[MMm³ ou m³]/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.AM.029534	CAMARUÁ	AM	0,404	877	0	354,46	69	0	27,9	70	0	28,4	77	0	31,0	85	0	34,3	77	0	31,1	79	0	32,1
UTE.PE.AM.027058	ITAPIRANGA	AM	0,289	12.732	0	3.679,40	1.048	0	302,8	1.120	0	323,8	1.144	0	330,5	1.279	0	369,7	1.107	0	320,0	1.013	0	292,7
UTE.PE.AM.001989	PARINTINS	AM	0,210	138.698	0	29.126,62	11.696	0	2456,3	12.659	0	2658,3	12.812	0	2690,5	12.763	0	2680,2	12.336	0	2590,5	11.240	0	2360,4
UTE.PE.AM.037688	UTE MOCAMBO - COE	AM																						
UTE.PE.AM.029185	RIO PRETO DA EVA	AM	0,283	50.594	0	14.318,01	4.092	0	1157,9	4.216	0	1193,2	4.310	0	1219,8	4.382	0	1240,0	4.291	0	1214,5	4.019	0	1137,4
UTE.PE.AM.027132	SILVES	AM	0,289	8.493	0	2.454,47	714	0	206,3	797	0	230,3	735	0	212,3	757	0	218,8	722	0	208,6	693	0	200,3
UTE.PE.AM.000063	ALTEROSA	AM																						
UTE.PE.AM.035829	Alterosa - CGA	AM	-	0	980	-	0	76	-	0	80	-	0	87	-	0	86	-	0	88	-	0	82	-
UTE.PE.AM.000082	ALVARÃES	AM																						
UTE.PE.AM.035819	Alvarães - CGA	AM	-	0	10.928	-	0	931	-	0	911	-	0	942	-	0	1.013	-	0	960	-	0	890	-
UTE.PE.AM.000087	AMATURA	AM																						
UTE.PE.AM.035833	Amatúrá - CGA	AM	-	0	6.608	-	0	540	-	0	546	-	0	561	-	0	597	-	0	572	-	0	538	-
UTE.PE.AM.000124	APIUI	AM																						
UTE.PE.AM.037732	Apui - Powertech	AM	-	0	20.089	-	0	1.741	-	0	1.687	-	0	1.711	-	0	1.818	-	0	1.709	-	0	1.630	-
UTE.PE.AM.027892	ARARA	AM																						
UTE.PE.AM.037724	UTE ARARAS - COE	AM	-	0	684	-	0	58	-	0	66	-	0	57	-	0	56	-	0	54	-	0	53	-
UTE.PE.AM.027971	AUGUSTO MONTENEGRO	AM																						
UTE.PE.AM.037684	UTE AUGUSTO MONTENEGRO - COE	AM	-	0	1.304	-	0	107	-	0	117	-	0	111	-	0	190	-	0	112	-	0	89	-
UTE.PE.AM.000175	AUTAZES	AM																						
UTE.PE.AM.037737	UTE AUTAZES -VPTM	AM	-	0	33.962	-	0	2.872	-	0	3.059	-	0	3.064	-	0	3.453	-	0	2.884	-	0	2.629	-
UTE.PE.AM.030665	AUXILIADORA	AM																						
UTE.PE.AM.037730	Auxiliadora - Powertech	AM	-	0	1.446	-	0	123	-	0	127	-	0	129	-	0	130	-	0	116	-	0	111	-
UTE.PE.AM.000181	AXINIM	AM																						
UTE.PE.AM.037731	Axinim - Powertech	AM	-	0	2.065	-	0	168	-	0	177	-	0	180	-	0	202	-	0	178	-	0	169	-
UTE.PE.AM.000201	BARCELOS	AM																						
UTE.PE.AM.037691	UTE BARCELOS - COE	AM	-	0	16.326	-	0	1.257	-	0	1.347	-	0	1.377	-	0	1.559	-	0	1.410	-	0	1.329	-
UTE.PE.AM.000230	BARREIRINHA	AM																						
UTE.PE.AM.037702	UTE BARREIRINHA - COE	AM	-	0	18.318	-	0	1.535	-	0	1.640	-	0	1.594	-	0	1.806	-	0	1.612	-	0	1.484	-
UTE.PE.AM.000247	BELEM DO SOLIMÕES	AM	0,329	356	0	117,09																		
UTE.PE.AM.035831	Belém do Solimões - CGA	AM	-	0	1.784	-	0	164	-	0	178	-	0	181	-	0	185	-	0	181	-	0	179	-
UTE.PE.AM.029491	BELO MONTE	AM																						
UTE.PE.AM.037709	UTE VILA DE BELO MONTE - COE	AM	-	0	828	-	0	70	-	0	76	-	0	79	-	0	81	-	0	75	-	0	74	-
UTE.PE.AM.000253	BENJAMIN CONSTANT	AM																						
UTE.PE.AM.035840	Benjamin Constant + Atalaia do Norte -	AM	-	0	34.037	-	0	2.718	-	0	3.019	-	0	2.888	-	0	2.890	-	0	2.836	-	0	2.800	-

7) Amazonas Energia (Cont.)

CEG	Usina	Estado	TOTAL				janeiro-20			fevereiro-20			março-20			abril-20			maio-20			junho-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECÍFICO [MMm³ ou m³]/MWh	GT PRÓPRIA MWh	GT PIE MWh	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL -	GT PRÓPRIA MWh	GT PIE MWh	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL -	GT PRÓPRIA MWh	GT PIE MWh	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL -	GT PRÓPRIA MWh	GT PIE MWh	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL -	GT PRÓPRIA MWh	GT PIE MWh	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL -	GT PRÓPRIA MWh	GT PIE MWh	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL -	GT PRÓPRIA MWh	GT PIE MWh	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL -
UTE.PE.AM.000258	BERURI	AM	-	0	13.171	-	0	969	-	0	969	-	0	1.068	-	0	1.014	-	0	1.087	-	0	1.063	-
UTE.PE.AM.037723	UTE BERURI - COE	AM	-	0	13.171	-	0	969	-	0	969	-	0	1.068	-	0	1.014	-	0	1.087	-	0	1.063	-
UTE.PE.AM.000259	BETÂNIA	AM	-	0	1.514	-	0	121	-	0	105	-	0	118	-	0	110	-	0	136	-	0	128	-
UTE.PE.AM.035830	Betânia - CGA	AM	-	0	1.514	-	0	121	-	0	105	-	0	118	-	0	110	-	0	136	-	0	128	-
UTE.PE.AM.000270	BOA VISTA DO RAMOS	AM	-	0	14.945	-	0	1.167	-	0	1.048	-	0	1.254	-	0	1.206	-	0	1.176	-	0	1.158	-
UTE.PE.AM.037703	UTE BOA VISTA DO RAMOS + CAMETÁ -	AM	-	0	14.945	-	0	1.167	-	0	1.048	-	0	1.254	-	0	1.206	-	0	1.176	-	0	1.158	-
UTE.PE.AM.000274	BOCA DO ACRE	AM	-	0	36.293	-	0	3.045	-	0	2.837	-	0	3.209	-	0	3.227	-	0	2.941	-	0	2.519	-
UTE.PE.AM.037725	UTE BOCA DO ACRE - COE	AM	-	0	36.293	-	0	3.045	-	0	2.837	-	0	3.209	-	0	3.227	-	0	2.941	-	0	2.519	-
UTE.PE.AM.000297	BORBA	AM	-	0	26.264	-	0	1.973	-	0	1.794	-	0	2.196	-	0	2.075	-	0	2.118	-	0	2.208	-
UTE.PE.AM.037735	UTE BORBA-VPTM	AM	-	0	26.264	-	0	1.973	-	0	1.794	-	0	2.196	-	0	2.075	-	0	2.118	-	0	2.208	-
UTE.PE.AM.000349	CABURÍ	AM	-	0	5.305	-	0	414	-	0	364	-	0	448	-	0	412	-	0	429	-	0	412	-
UTE.PE.AM.037687	UTE CABORÍ - COE	AM	-	0	5.305	-	0	414	-	0	364	-	0	448	-	0	412	-	0	429	-	0	412	-
UTE.PE.AM.002994	CAIAMBÉ	AM	-	0	3.056	-	0	231	-	0	232	-	0	240	-	0	235	-	0	266	-	0	244	-
UTE.PE.AM.035813	Caiambé	AM	-	0	3.056	-	0	231	-	0	232	-	0	240	-	0	235	-	0	266	-	0	244	-
UTE.PE.AM.000614	CAMPINAS	AM	-	0	1.037	-	0	76	-	0	78	-	0	97	-	0	94	-	0	83	-	0	81	-
UTE.PE.AM.037721	UTE CAMPINAS - COE	AM	-	0	1.037	-	0	76	-	0	78	-	0	97	-	0	94	-	0	83	-	0	81	-
UTE.PE.AM.000650	CANUTAMA	AM	-	0	8.343	-	0	617	-	0	601	-	0	706	-	0	689	-	0	697	-	0	661	-
UTE.PE.AM.037722	UTE CANUTAMA - COE	AM	-	0	8.343	-	0	617	-	0	601	-	0	706	-	0	689	-	0	697	-	0	661	-
UTE.PE.AM.000671	CARAUARI	AM	-	0	25.911	-	0	1.982	-	0	1.987	-	0	2.313	-	0	2.246	-	0	2.166	-	0	1.999	-
UTE.PE.AM.035823	Carauari - CGA	AM	-	0	25.911	-	0	1.982	-	0	1.987	-	0	2.313	-	0	2.246	-	0	2.166	-	0	1.999	-
UTE.PE.AM.000677	CAREIRO	AM	-	0	9.750	-	0	754	-	0	698	-	0	822	-	0	799	-	0	771	-	0	788	-
UTE.PE.AM.037720	UTE CAREIRO DA VÁRZEA - COE	AM	-	0	9.750	-	0	754	-	0	698	-	0	822	-	0	799	-	0	771	-	0	788	-
UTE.PE.AM.029486	CARVOEIRO	AM	-	0	163	-	0	12	-	0	10	-	0	12	-	0	13	-	0	11	-	0	12	-
UTE.PE.AM.037686	UTE CARVOEIRO - COE	AM	-	0	163	-	0	12	-	0	10	-	0	12	-	0	13	-	0	11	-	0	12	-
UTE.PE.AM.000715	CASTANHO	AM	-	0	74.023	-	0	5.598	-	0	5.102	-	0	6.114	-	0	5.786	-	0	6.062	-	0	6.001	-
UTE.PE.AM.037718	UTE CASTANHO I - COE	AM	-	0	74.023	-	0	5.598	-	0	5.102	-	0	6.114	-	0	5.786	-	0	6.062	-	0	6.001	-
UTE.PE.AM.037719	UTE CASTANHO II - COE	AM	-	0	74.023	-	0	5.598	-	0	5.102	-	0	6.114	-	0	5.786	-	0	6.062	-	0	6.001	-
UTE.PE.AM.000730	CAVIANA	AM	-	0	2.069	-	0	165	-	0	143	-	0	181	-	0	185	-	0	156	-	0	159	-
UTE.PE.AM.037717	UTE CAVIANA - COE	AM	-	0	2.069	-	0	165	-	0	143	-	0	181	-	0	185	-	0	156	-	0	159	-
UTE.PE.AM.000784	COARI	AM	-	0	103.362	-	0	7.812	-	0	7.808	-	0	8.965	-	0	7.860	-	0	8.519	-	0	8.219	-
UTE.GN.AM.037683	COARI - GÁS	AM	-	0	103.362	-	0	7.812	-	0	7.808	-	0	8.965	-	0	7.860	-	0	8.519	-	0	8.219	-
UTE.PE.AM.027152	CUCUÍ	AM	-	0	740	-	0	68	-	0	67	-	0	64	-	0	58	-	0	59	-	0	57	-
UTE.PE.AM.037694	UTE CUCUÍ - COE	AM	-	0	740	-	0	68	-	0	67	-	0	64	-	0	58	-	0	59	-	0	57	-
UTE.PE.AM.027087	EIRUNEPÉ	AM	-	0	25.636	-	0	2.012	-	0	1.954	-	0	2.276	-	0	2.153	-	0	2.133	-	0	1.934	-
UTE.PE.AM.035822	Eirunepé - CGA	AM	-	0	25.636	-	0	2.012	-	0	1.954	-	0	2.276	-	0	2.153	-	0	2.133	-	0	1.934	-
UTE.PE.AM.035821	UTE BBF ENVIRA	AM	-	0	10.998	-	0	868	-	0	832	-	0	918	-	0	938	-	0	931	-	0	836	-

7) Amazonas Energia (Cont.)

CEG	Usina	Estado	TOTAL				julho-20			agosto-20			setembro-20			outubro-20			novembro-20			dezembro-20		
			Limite de Consumo Específico	GT Propria	GT PJE	Total da Necessidade de Combustível	GT Propria	GT PJE	Total da Necessidade de Combustível	GT Propria	GT PJE	Total da Necessidade de Combustível	GT Propria	GT PJE	Total da Necessidade de Combustível	GT Propria	GT PJE	Total da Necessidade de Combustível	GT Propria	GT PJE	Total da Necessidade de Combustível	GT Propria	GT PJE	Total da Necessidade de Combustível
			[MMm³ ou m³/MWh]	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.AM.000258	BERURI	AM																						
UTE.PE.AM.037723	UTE BERURI - COE	AM	-	0	13.171	-	0	1.161	-	0	1.158	-	0	1.229	-	0	1.296	-	0	1.145	-	0	1.014	
UTE.PE.AM.000259	BETÂNIA	AM																						
UTE.PE.AM.035830	Betânia - CGA	AM	-	0	1.514	-	0	136	-	0	138	-	0	138	-	0	134	-	0	124	-	0	128	
UTE.PE.AM.000270	BOA VISTA DO RAMOS	AM																						
UTE.PE.AM.037703	UTE BOA VISTA DO RAMOS + CAMETÁ -	AM	-	0	14.945	-	0	1.236	-	0	1.331	-	0	1.340	-	0	1.508	-	0	1.311	-	0	1.210	
UTE.PE.AM.000274	BOCA DO ACRE	AM																						
UTE.PE.AM.037725	UTE BOCA DO ACRE - COE	AM	-	0	36.293	-	0	2.924	-	0	2.906	-	0	3.095	-	0	3.329	-	0	3.233	-	0	3.028	
UTE.PE.AM.000297	BORBA	AM																						
UTE.PE.AM.037735	UTE BORBA-VPTM	AM	-	0	26.264	-	0	2.350	-	0	2.275	-	0	2.353	-	0	2.607	-	0	2.282	-	0	2.034	
UTE.PE.AM.000349	CABURÍ	AM																						
UTE.PE.AM.037687	UTE CABORÍ - COE	AM	-	0	5.305	-	0	452	-	0	499	-	0	473	-	0	512	-	0	457	-	0	434	
UTE.PE.AM.002994	CAIAMBÉ	AM																						
UTE.PE.AM.035813	Calambé	AM	-	0	3.056	-	0	262	-	0	264	-	0	278	-	0	289	-	0	265	-	0	250	
UTE.PE.AM.000614	CAMPINAS	AM																						
UTE.PE.AM.037721	UTE CAMPINAS - COE	AM	-	0	1.037	-	0	87	-	0	90	-	0	93	-	0	94	-	0	86	-	0	78	
UTE.PE.AM.000650	CANUTAMA	AM																						
UTE.PE.AM.037722	UTE CANUTAMA - COE	AM	-	0	8.343	-	0	735	-	0	735	-	0	724	-	0	775	-	0	724	-	0	678	
UTE.PE.AM.000671	CARAUARI	AM																						
UTE.PE.AM.035823	Carauari - CGA	AM	-	0	25.911	-	0	2.215	-	0	2.172	-	0	2.207	-	0	2.359	-	0	2.133	-	0	2.133	
UTE.PE.AM.000677	CAREIRO	AM																						
UTE.PE.AM.037720	UTE CAREIRO DA VÁRZEA - COE	AM	-	0	9.750	-	0	832	-	0	880	-	0	882	-	0	937	-	0	840	-	0	747	
UTE.PE.AM.029486	CARVOEIRO	AM																						
UTE.PE.AM.037686	UTE CARVOEIRO - COE	AM	-	0	163	-	0	13	-	0	21	-	0	17	-	0	16	-	0	14	-	0	13	
UTE.PE.AM.000715	CASTANHO	AM																						
UTE.PE.AM.037718	UTE CASTANHO I - COE	AM	-	0	74.023	-	0	6.531	-	0	6.678	-	0	6.671	-	0	7.185	-	0	5.366	-	0	5.928	
UTE.PE.AM.037719	UTE CASTANHO II - COE	AM	-	0	74.023	-	0	6.531	-	0	6.678	-	0	6.671	-	0	7.185	-	0	5.366	-	0	5.928	
UTE.PE.AM.000730	CAVIANA	AM																						
UTE.PE.AM.037717	UTE CAVIANA - COE	AM	-	0	2.069	-	0	171	-	0	176	-	0	187	-	0	201	-	0	175	-	0	170	
UTE.PE.AM.000784	COARI	AM																						
UTE.GN.AM.037683	COARI - GÁS	AM	-	0	103.362	-	0	9.210	-	0	9.163	-	0	9.261	-	0	9.645	-	0	3.726	-	0	8.173	
UTE.PE.AM.027152	CUCUÍ	AM																						
UTE.PE.AM.037694	UTE CUCUÍ - COE	AM	-	0	740	-	0	59	-	0	61	-	0	59	-	0	65	-	0	63	-	0	60	
UTE.PE.AM.027087	EIRUNEPÉ	AM																						
UTE.PE.AM.035822	Eirunepé - CGA	AM	-	0	25.636	-	0	2.158	-	0	2.149	-	0	2.179	-	0	2.358	-	0	2.244	-	0	2.087	
UTE.PE.AM.035821	UTE BBF ENVIRA	AM	-	0	10.998	-	0	915	-	0	900	-	0	968	-	0	1.003	-	0	983	-	0	908	

7) Amazonas Energia (Cont.)

CEG	Usina	Estado	TOTAL				janeiro-20			fevereiro-20			março-20			abril-20			maio-20			junho-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			[MMm³ ou m³)/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.AM.000915	ESTIRÃO DO EQUADOR	AM																						
UTE.PE.AM.035825	UTE BBF ESTIRÃO DO EQUADOR	AM	-	0	568	-	0	43	-	0	43	-	0	54	-	0	50	-	0	50	-	0	44	-
UTE.PE.AM.027893	FEIJUAL	AM	0,329	213	0	70,22	111	0	36,4	103	0	33,8												
UTE.PE.AM.035828	Feijual - CGA	AM	-	0	1.164	-							0	118	-	0	116	-	0	113	-	0	108	-
UTE.PE.AM.000972	FONTE BOA	AM																						
UTE.PE.AM.035838	Fonte Boa - CGA	AM	-	0	21.429	-	0	1.699	-	0	1.605	-	0	1.852	-	0	1.721	-	0	1.708	-	0	1.555	-
UTE.PE.AM.001090	HUMAITA	AM	0,283	11.161	0	3.158,49	5.739	0	1624,2	5.421	0	1534,3												
UTE.PE.AM.037733	Humaitá - VPTM	AM	-	0	60.235	-							0	6.334	-	0	6.330	-	0	5.825	-	0	5.291	-
UTE.PE.AM.001093	IAUARETE	AM																						
UTE.PE.AM.037695	UTE IAUARETE - COE	AM	-	0	1.268	-	0	92	-	0	93	-	0	117	-	0	110	-	0	115	-	0	99	-
UTE.PE.AM.001138	IPIRANGA	AM																						
UTE.PE.AM.035826	Ipiranga - CGA	AM	-	0	5,0	-	0	39	-	0	40	-	0	42	-	0	40	-	0	47	-	0	43	-
UTE.PE.AM.001139	IPIXUNA	AM																						
UTE.PE.AM.035817	UTE BBF IPIXUNA	AM	-	0	8.725	-	0	695	-	0	674	-	0	767	-	0	852	-	0	710	-	0	636	-
UTE.PE.AM.001166	ITAMARATI	AM																						
UTE.PE.AM.035815	Itamarati - CGA	AM	-	0	6.721	-	0	530	-	0	554	-	0	566	-	0	599	-	0	533	-	0	500	-
UTE.PE.AM.029535	ITAPURU	AM																						
UTE.PE.AM.037716	UTE ITAPURU - COE	AM	-	0	1.225	-	0	129	0,0	0	117	0,0	0	94	0,0	0	95	0,0	0	90	0,0	0	91	0,0
UTE.PE.AM.001234	JAPURA	AM																						
UTE.PE.AM.035811	Japurá - CGA	AM	-	0	566	-	0	38	-	0	34	-	0	39	-	0	44	-	0	54	-	0	55	-
UTE.PE.AM.001283	JURUA	AM																						
UTE.PE.AM.035816	Juruá - CGA	#N/D	-	0	7.352	-	0	545	-	0	588	-	0	595	-	0	633	-	0	599	-	0	609	-
UTE.PE.AM.001288	JUTAI	AM																						
UTE.PE.AM.035836	Jutai - CGA	AM	-	0	17.224	-	0	1.343	-	0	1.256	-	0	1.473	-	0	1.446	-	0	1.371	-	0	1.275	-
UTE.PE.AM.001291	LABREA	AM																						
UTE.PE.AM.037715	UTE LÁBREA - COE	AM	-	0	36.226	-	0	2.796	-	0	2.682	-	0	3.144	-	0	3.058	-	0	3.021	-	0	2.622	-
UTE.PE.AM.001329	LIMOEIRO	AM																						
UTE.PE.AM.035814	Limoeiro - CGA	AM	-	0	6.212	-	0	511	-	0	499	-	0	584	-	0	553	-	0	493	-	0	446	-
UTE.PE.AM.029577	VILA DE LINDOIA	AM																						
UTE.PE.AM.037696	UTE LINDOIA - COE	AM	-	0	4.549	-	0	406	-	0	354	-	0	424	-	0	388	-	0	370	-	0	376	-
UTE.PE.AM.001389	MANAQUIRI	AM																						
UTE.PE.AM.037714	UTE MANAQUIRI - COE	AM	-	0	20.888	-	0	1.594	-	0	1.476	-	0	1.801	-	0	1.720	-	0	1.641	-	0	1.659	-
UTE.PE.AM.037729	MANICORÉ	AM	-	0	34.397	-	0	2.741	-	0	2.496	-	0	2.923	-	0	2.772	-	0	2.812	-	0	2.783	-
UTE.PE.AM.001403	MARAA	AM																						
UTE.PE.AM.035818	Maraã - CGA	AM	-	0	11.240	-	0	882	-	0	853	-	0	1.007	-	0	939	-	0	908	-	0	824	-

7) Amazonas Energia (Cont.)

CEG	Usina	Estado	TOTAL				julho-20			agosto-20			setembro-20			outubro-20			novembro-20			dezembro-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PROPRIA	GT P/E	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT P/E	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT P/E	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT P/E	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT P/E	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT P/E	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT P/E	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			[MMm³ ou m³]/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.AM.000915	ESTIRÃO DO EQUADOR	AM																						
UTE.PE.AM.035825	UTE BBF ESTIRÃO DO EQUADOR	AM	-	0	568	-	0	42	-	0	46	-	0	49	-	0	52	-	0	51	-	0	44	-
UTE.PE.AM.027893	FEIJÓAL	AM	0,329	213	0	70,22																		
UTE.PE.AM.035828	Feijóal - CGA	AM	-	0	1.164	-	0	116	-	0	116	-	0	120	-	0	128	-	0	121	-	0	109	-
UTE.PE.AM.000972	FONTE BOA	AM																						
UTE.PE.AM.035838	Fonte Boa - CGA	AM	-	0	21.429	-	0	1.712	-	0	1.815	-	0	1.831	-	0	2.150	-	0	1.963	-	0	1.818	-
UTE.PE.AM.001090	HUMAITA	AM	0,283	11.161	0	3.158,49																		
UTE.PE.AM.037733	Humaitá - VPTM	AM	-	0	60.235	-	0	5.893	-	0	6.140	-	0	6.172	-	0	6.605	-	0	5.985	-	0	5.659	-
UTE.PE.AM.001093	IAUARETE	AM																						
UTE.PE.AM.037695	UTE IAUARETÊ - COE	AM	-	0	1.268	-	0	116	-	0	107	-	0	102	-	0	99	-	0	112	-	0	107	-
UTE.PE.AM.001138	IPIRANGA	AM																						
UTE.PE.AM.035826	Ipiranga - CGA	AM	-	0	510	-	0	42	-	0	44	-	0	44	-	0	44	-	0	43	-	0	42	-
UTE.PE.AM.001139	IPIXUNA	AM																						
UTE.PE.AM.035817	UTE BBF IPIXUNA	AM	-	0	8.725	-	0	692	-	0	706	-	0	746	-	0	789	-	0	748	-	0	709	-
UTE.PE.AM.001166	ITAMARATI	AM																						
UTE.PE.AM.035815	Itamarati - CGA	AM	-	0	6.721	-	0	528	-	0	511	-	0	650	-	0	610	-	0	596	-	0	544	-
UTE.PE.AM.029535	ITAPURU	AM																						
UTE.PE.AM.037716	UTE ITAPURU - COE	AM	-	0	1.225	-	0	99	0,0	0	98	0,0	0	99	0,0	0	109	0,0	0	104	0,0	0	99	0,0
UTE.PE.AM.001234	JAPURA	AM																						
UTE.PE.AM.035811	Japurá - CGA	AM	-	0	566	-	0	52	-	0	55	-	0	55	-	0	49	-	0	47	-	0	44	-
UTE.PE.AM.001283	JURUA	AM																						
UTE.PE.AM.035816	Juruá - CGA	#N/D	-	0	7.352	-	0	613	-	0	618	-	0	637	-	0	669	-	0	647	-	0	600	-
UTE.PE.AM.001288	JUTAI	AM																						
UTE.PE.AM.035836	Jutai - CGA	AM	-	0	17.224	-	0	1.367	-	0	1.427	-	0	1.525	-	0	1.656	-	0	1.566	-	0	1.518	-
UTE.PE.AM.001291	LABREA	AM																						
UTE.PE.AM.037715	UTE LÁBREA - COE	AM	-	0	36.226	-	0	3.060	-	0	3.148	-	0	3.269	-	0	3.352	-	0	3.100	-	0	2.974	-
UTE.PE.AM.001329	LIMOEIRO	AM																						
UTE.PE.AM.035814	Limoeiro - CGA	AM	-	0	6.212	-	0	475	-	0	501	-	0	518	-	0	587	-	0	536	-	0	511	-
UTE.PE.AM.029577	VILA DE LINDOIA	AM																						
UTE.PE.AM.037696	UTE LINDOÍLA - COE	AM	-	0	4.949	-	0	415	-	0	428	-	0	446	-	0	485	-	0	446	-	0	412	-
UTE.PE.AM.001389	MANAQUIRI	AM																						
UTE.PE.AM.037714	UTE MANAQUIRI - COE	AM	-	0	20.688	-	0	1.802	-	0	1.799	-	0	1.810	-	0	1.979	-	0	1.777	-	0	1.631	-
UTE.PE.AM.037729	MANICORÉ	AM	-	0	34.397	-	0	2.898	-	0	2.765	-	0	3.116	-	0	3.323	-	0	2.971	-	0	2.798	-
UTE.PE.AM.001403	MARAA	AM																						
UTE.PE.AM.035818	Maraã - CGA	AM	-	0	11.240	-	0	857	-	0	927	-	0	959	-	0	1.113	-	0	1.030	-	0	942	-

7) Amazonas Energia (Cont.)

CEG	Usina	Estado	TOTAL				janeiro-20			fevereiro-20			março-20			abril-20			maio-20			junho-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PRÓPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PRÓPRIA	GTPIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PRÓPRIA	GTPIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PRÓPRIA	GTPIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PRÓPRIA	GTPIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PRÓPRIA	GTPIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PRÓPRIA	GTPIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			MMm³ ou m³/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.AM.029495	MATUPI	AM																						
UTE.PE.AM.037727	Vila de Matupi - Powertech	AM	-	0	14.281	-	0	1.125	-	0	1.081	-	0	1.160	-	0	1.130	-	0	1.125	-	0	1.070	-
UTE.PE.AM.001445	MAUÉS	AM																						
UTE.PE.AM.037704	UTE MAUÉS - COE	AM	-	0	49.462	-	0	3.784	-	0	3.416	-	0	4.149	-	0	3.963	-	0	3.825	-	0	3.939	-
UTE.PE.AM.029323	MOURA	AM																						
UTE.PE.AM.037685	UTE MOURA - COE	AM	-	0	895	-	0	81	-	0	69	-	0	83	-	0	83	-	0	67	-	0	66	-
UTE.PE.AM.001519	MURITUBA	AM																						
UTE.PE.AM.035810	Murituba - CGA	AM	-	0	413	-	0	29	-	0	28	-	0	36	-	0	34	-	0	35	-	0	35	-
UTE.PE.AM.001535	NHAMUNDA	AM																						
UTE.PE.AM.037689	UTE NHAMUNDÁ - COE	AM	-	0	14.562	-	0	1.084	-	0	1.010	-	0	1.174	-	0	1.140	-	0	1.198	-	0	1.180	-
UTE.PE.AM.001571	NOVA OLINDA DO NORTE	AM																						
UTE.PE.AM.037734	UTE NOVA OLINDA DO NORTE-VPTM	AM	-	0	29.438	-	0	2.251	-	0	2.024	-	0	2.442	-	0	2.349	-	0	2.362	-	0	2.380	-
UTE.PE.AM.001581	NOVO AIRÃO	AM																						
UTE.PE.AM.037692	UTE NOVO AIRÃO - COE	AM	-	0	19.307	-	0	1.494	-	0	1.419	-	0	1.697	-	0	1.541	-	0	1.600	-	0	1.529	-
UTE.PE.AM.000145	NOVO ARIPUANÁ	AM																						
UTE.PE.AM.037728	Novo Aripuanã - Powertech	AM	-	0	21.840	-	0	1.675	-	0	1.553	-	0	1.796	-	0	1.821	-	0	1.825	-	0	1.805	-
UTE.PE.AM.001583	NOVO CÉU	AM																						
UTE.PE.AM.037713	UTE NOVO CÉU - COE	AM	-	0	13.566	-	0	1.027	-	0	935	-	0	1.147	-	0	1.101	-	0	1.146	-	0	1.109	-
UTE.PE.AM.001591	NOVO REMANSO	AM																						
UTE.PE.AM.037697	UTE NOVO REMANSO - COE	AM	-	0	21.604	-	0	1.598	-	0	1.503	-	0	1.809	-	0	1.666	-	0	1.796	-	0	1.776	-
UTE.PE.AM.027735	PALMEIRAS	AM																						
UTE.PE.AM.035827	UTE BBF PALMEIRAS DO JAVARI	AM	-	0	487	-	0	33	-	0	35	-	0	35	-	0	36	-	0	40	-	0	39	-
UTE.PE.AM.029536	PARAUA	AM																						
UTE.PE.AM.037712	UTE PARAUA - COE	AM	-	0	1.258	-	0	99	-	0	90	-	0	107	-	0	105	-	0	104	-	0	103	-
UTE.PE.AM.002009	PAUINI	AM																						
UTE.PE.AM.037706	UTE PAUINI - COE	AM	-	0	9.247	-	0	779	-	0	665	-	0	786	-	0	777	-	0	818	-	0	740	-
UTE.PE.AM.002022	PEDRAS	AM																						
UTE.PE.AM.037701	UTE PEDRAS - COE	AM	-	0	2.105	-	0	154	-	0	147	-	0	174	-	0	175	-	0	178	-	0	174	-
UTE.PE.AM.003027	SACAMBÚ	AM																						
UTE.PE.AM.037711	UTE SACAMBÚ - COE	AM	-	0	1.390	-	0	109	-	0	102	-	0	122	-	0	113	-	0	115	-	0	109	-
UTE.PE.AM.002779	SANTA ISABEL DO RIO NEGRO	AM																						
UTE.PE.AM.037693	UTE SANTA ISABEL DO RIO NEGRO - COE	AM	-	0	8.963	-	0	711	-	0	699	-	0	812	-	0	744	-	0	754	-	0	685	-
UTE.PE.AM.029213	SANTA RITA	AM																						
UTE.PE.AM.035832	Santa Rita do Well - CGA	AM	-	0	3.090	-	0	242	-	0	248	-	0	260	-	0	250	-	0	245	-	0	240	-

7) Amazonas Energia (Cont.)

CEG	Usina	Estado	TOTAL				julho-20			agosto-20			setembro-20			outubro-20			novembro-20			dezembro-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GTPIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GTPIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GTPIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GTPIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GTPIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GTPIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			[MMm³ ou m³)/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.AM.029495	MATUPI	AM																						
UTE.PE.AM.037727	Vila de Matupi - Powertech	AM	-	0	14.281	-	0	1.178	-	0	1.309	-	0	1.270	-	0	1.408	-	0	1.271	-	0	1.154	
UTE.PE.AM.001445	MAUÉS	AM																						
UTE.PE.AM.037704	UTE MAUÉS - COE	AM	-	0	49.462	-	0	4.163	-	0	4.439	-	0	4.445	-	0	5.061	-	0	4.354	-	0	3.926	
UTE.PE.AM.029323	MOURA	AM																						
UTE.PE.AM.037685	UTE MOURA - COE	AM	-	0	895	-	0	66	-	0	71	-	0	72	-	0	86	-	0	78	-	0	72	
UTE.PE.AM.001519	MURITUBA	AM																						
UTE.PE.AM.035810	Murituba - CGA	AM	-	0	413	-	0	37	-	0	36	-	0	36	-	0	38	-	0	34	-	0	33	
UTE.PE.AM.001535	NHAMUNDA	AM																						
UTE.PE.AM.037689	UTE NHAMUNDA - COE	AM	-	0	14.562	-	0	1.245	-	0	1.334	-	0	1.298	-	0	1.463	-	0	1.299	-	0	1.136	
UTE.PE.AM.001571	NOVA OLINDA DO NORTE	AM																						
UTE.PE.AM.037734	UTE NOVA OLINDA DO NORTE-VPTM	AM	-	0	29.438	-	0	2.519	-	0	2.591	-	0	2.625	-	0	2.758	-	0	2.563	-	0	2.575	
UTE.PE.AM.001581	NOVO AIRÃO	AM																						
UTE.PE.AM.037692	UTE NOVO AIRÃO - COE	AM	-	0	19.307	-	0	1.655	-	0	1.590	-	0	1.655	-	0	1.832	-	0	1.692	-	0	1.602	
UTE.PE.AM.000145	NOVO ARIPUANÁ	AM																						
UTE.PE.AM.037728	Novo Aripuanã - Powertech	AM	-	0	21.840	-	0	1.882	-	0	2.036	-	0	1.823	-	0	1.979	-	0	1.722	-	0	1.924	
UTE.PE.AM.001583	NOVO CÉU	AM																						
UTE.PE.AM.037713	UTE NOVO CÉU - COE	AM	-	0	13.566	-	0	1.225	-	0	1.212	-	0	1.175	-	0	1.299	-	0	1.142	-	0	1.048	
UTE.PE.AM.001591	NOVO REMANSO	AM																						
UTE.PE.AM.037697	UTE NOVO REMANSO - COE	AM	-	0	21.604	-	0	1.882	-	0	2.000	-	0	1.967	-	0	1.980	-	0	1.890	-	0	1.738	
UTE.PE.AM.027735	PALMEIRAS	AM																						
UTE.PE.AM.035827	UTE BBF PALMEIRAS DO JAVARI	AM	-	0	487	-	0	38	-	0	39	-	0	45	-	0	47	-	0	49	-	0	51	
UTE.PE.AM.029536	PARAUA	AM																						
UTE.PE.AM.037712	UTE PARAUA - COE	AM	-	0	1.258	-	0	105	-	0	109	-	0	113	-	0	114	-	0	107	-	0	101	
UTE.PE.AM.002009	PAUINI	AM																						
UTE.PE.AM.037706	UTE PAUINI - COE	AM	-	0	9.247	-	0	771	-	0	766	-	0	790	-	0	822	-	0	779	-	0	754	
UTE.PE.AM.002022	PEDRAS	AM																						
UTE.PE.AM.037701	UTE PEDRAS - COE	AM	-	0	2.105	-	0	176	-	0	190	-	0	182	-	0	198	-	0	185	-	0	173	
UTE.PE.AM.003077	SACAMBÚ	AM																						
UTE.PE.AM.037711	UTE SACAMBÚ - COE	AM	-	0	1.390	-	0	118	-	0	119	-	0	127	-	0	131	-	0	116	-	0	110	
UTE.PE.AM.002779	SANTA ISABEL DO RIO NEGRO	AM																						
UTE.PE.AM.037693	UTE SANTA ISABEL DO RIO NEGRO - COE	AM	-	0	8.963	-	0	719	-	0	751	-	0	764	-	0	769	-	0	796	-	0	760	
UTE.PE.AM.029213	SANTA RITA	AM																						
UTE.PE.AM.035832	Santa Rita do Well - CGA	AM	-	0	3.090	-	0	259	-	0	253	-	0	263	-	0	273	-	0	276	-	0	279	

7) Amazonas Energia (Cont.)

CEG	Usina	Estado	TOTAL				janeiro-20			fevereiro-20			março-20			abril-20			maio-20			junho-20		
			LMITE DE CONSUMO ESPECÍFICO	GT PRÓPRIA	GT P/E	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	GT PRÓPRIA	GT P/E	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	GT PRÓPRIA	GT P/E	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	GT PRÓPRIA	GT P/E	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	GT PRÓPRIA	GT P/E	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	GT PRÓPRIA	GT P/E	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	GT PRÓPRIA	GT P/E	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL
			[MMm ³ ou m ³ /MWh]	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.AM.029494	SANTANA DO UATUMÃ	AM	-	0	687	-	0	51	-	0	50	-	0	56	-	0	54	-	0	60	-	0	55	-
UTE.PE.AM.037690	UTE SANTANA DO UATUMÃ - COE	AM	-	0	687	-	0	51	-	0	50	-	0	56	-	0	54	-	0	60	-	0	55	-
UTE.PE.AM.026795	SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ	AM	0,283	1.337	0	378,30	1,337	0	378,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
UTE.PE.AM.035835	Santo Antônio do Içá - CGA	AM	-	0	15.044	-	-	-	-	0	1.197	-	0	1.449	-	0	1.380	-	0	1.366	-	0	1.305	-
UTE.PE.AM.027073	SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA	AM	-	0	40.967	-	0	3.305	-	0	3.153	-	0	3.754	-	0	3.366	-	0	3.498	-	0	3.148	-
UTE.PE.AM.037736	São Gabriel da Cachoeira - VPTM	AM	-	0	40.967	-	0	3.305	-	0	3.153	-	0	3.754	-	0	3.366	-	0	3.498	-	0	3.148	-
UTE.PE.AM.026880	SÃO PAULO DE OLIVENÇA	AM	-	0	13.358	-	0	1.107	-	0	1.088	-	0	1.139	-	0	1.097	-	0	1.074	-	0	1.058	-
UTE.PE.AM.035837	São Paulo de Olivença - CGA	AM	-	0	13.358	-	0	1.107	-	0	1.088	-	0	1.139	-	0	1.097	-	0	1.074	-	0	1.058	-
UTE.PE.AM.002701	SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ	AM	-	0	8.748	-	0	658	-	0	623	-	0	712	-	0	672	-	0	695	-	0	698	-
UTE.PE.AM.037699	UTE SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ - COE	AM	-	0	8.748	-	0	658	-	0	623	-	0	712	-	0	672	-	0	695	-	0	698	-
UTE.PE.AM.029485	sucundurí	AM	-	0	872	-	0	66	-	0	62	-	0	68	-	0	66	-	0	74	-	0	71	-
UTE.PE.AM.037726	Sucundurí - Powertech	AM	-	0	872	-	0	66	-	0	62	-	0	68	-	0	66	-	0	74	-	0	71	-
UTE.PE.AM.002790	TABATINGA	AM	0,283	10.362	0	2.932,33	5,216	0	1476,1	5,146	0	1456,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
UTE.PE.AM.035839	Tabatinga - CGA	AM	-	0	56.722	-	-	-	-	0	5.803	-	0	5.628	-	0	5.783	-	0	5.390	-	0	5.390	-
UTE.PE.AM.002812	TAPAUÁ	AM	-	0	14.115	-	0	1.048	-	0	1.004	-	0	1.152	-	0	1.190	-	0	1.149	-	0	1.146	-
UTE.PE.AM.037708	UTE TAPAUÁ - COE	AM	-	0	14.115	-	0	1.048	-	0	1.004	-	0	1.152	-	0	1.190	-	0	1.149	-	0	1.146	-
UTE.PE.AM.002829	TEFÉ	AM	-	0	94.570	-	0	7.272	-	0	7.181	-	0	8.411	-	0	7.894	-	0	8.037	-	0	7.355	-
UTE.PE.AM.035824	Tefé - CGA	AM	-	0	94.570	-	0	7.272	-	0	7.181	-	0	8.411	-	0	7.894	-	0	8.037	-	0	7.355	-
UTE.PE.AM.002859	TONANTINS	AM	-	0	10.136	-	0	818	-	0	779	-	0	867	-	0	828	-	0	842	-	0	786	-
UTE.PE.AM.035834	Tonantins - CGA	AM	-	0	10.136	-	0	818	-	0	779	-	0	867	-	0	828	-	0	842	-	0	786	-
UTE.PE.AM.002890	TUIUÉ	AM	-	0	1.828	-	0	135	-	0	125	-	0	152	-	0	141	-	0	151	-	0	151	-
UTE.PE.AM.037707	UTE TUIUÉ - COE	AM	-	0	1.828	-	0	135	-	0	125	-	0	152	-	0	141	-	0	151	-	0	151	-
UTE.PE.AM.027088	UIARINÍ	AM	-	0	11.495	-	0	887	-	0	836	-	0	985	-	0	925	-	0	981	-	0	914	-
UTE.PE.AM.035820	Uarini - CGA	AM	-	0	11.495	-	0	887	-	0	836	-	0	985	-	0	925	-	0	981	-	0	914	-
UTE.PE.AM.002911	URUCARÁ	AM	-	0	17.380	-	0	1.330	-	0	1.184	-	0	1.417	-	0	1.372	-	0	1.428	-	0	1.403	-
UTE.PE.AM.037698	UTE URUCARÁ - COE	AM	-	0	17.380	-	0	1.330	-	0	1.184	-	0	1.417	-	0	1.372	-	0	1.428	-	0	1.403	-
UTE.PE.AM.027086	URUCURITUBA	AM	-	0	19.723	-	0	1.497	-	0	1.351	-	0	1.680	-	0	1.639	-	0	1.655	-	0	1.564	-
UTE.PE.AM.037705	UTE URUCURITUBA + ITAPEAÇÚ - COE	AM	-	0	19.723	-	0	1.497	-	0	1.351	-	0	1.680	-	0	1.639	-	0	1.655	-	0	1.564	-
UTE.PE.AM.002986	VILA AMAZÔNIA	AM	-	0	8.982	-	0	682	-	0	645	-	0	738	-	0	713	-	0	724	-	0	712	-
UTE.PE.AM.037700	UTE VILA AMAZÔNIA + ZÉ AÇÚ - COE	AM	-	0	8.982	-	0	682	-	0	645	-	0	738	-	0	713	-	0	724	-	0	712	-
UTE.PE.AM.002991	VILA BITTENCOURT	AM	-	0	779	-	0	59	-	0	61	-	0	64	-	0	64	-	0	72	-	0	63	-
UTE.PE.AM.035812	Vila Bitencourt - CGA	AM	-	0	779	-	0	59	-	0	61	-	0	64	-	0	64	-	0	72	-	0	63	-
UTE.PE.AM.027548	VILA URUCURITUBA	AM	-	0	1.014	-	0	77	-	0	69	-	0	82	-	0	82	-	0	85	-	0	83	-
UTE.PE.AM.037710	UTE VILA DE URUCURITUBA - COE	AM	-	0	1.014	-	0	77	-	0	69	-	0	82	-	0	82	-	0	85	-	0	83	-

7) Amazonas Energia (Cont.)

CEG	Usina	Estado	TOTAL				julho-20			agosto-20			setembro-20			outubro-20			novembro-20			dezembro-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECÍFICO	GT PRÓPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	GT PRÓPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	GT PRÓPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	GT PRÓPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	GT PRÓPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	GT PRÓPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL	GT PRÓPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTÍVEL
			[Mm³ ou m³]/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.AM.029494	SANTANA DO UATUMÃ	AM																						
UTE.PE.AM.037690	UTE SANTANA DO UATUMÃ - COE	AM	-	0	687	-	0	57	-	0	61	-	0	60	-	0	62	-	0	61	-	0	59	-
UTE.PE.AM.026795	SANTO ANTÔNIO DO IÇÁ	AM	0,283	1.337	0	378,30																		
UTE.PE.AM.035835	Santo Antônio do Içá - CGA	AM	-	0	15.044	-	0	1.359	-	0	1.400	-	0	1.420	-	0	1.390	-	0	1.386	-	0	1.394	-
UTE.PE.AM.027073	SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA	AM																						
UTE.PE.AM.037736	São Gabriel da Cachoeira - VPTM	AM	-	0	40.967	-	0	3.304	-	0	3.420	-	0	3.496	-	0	3.515	-	0	3.654	-	0	3.354	-
UTE.PE.AM.026880	SÃO PAULO DE OLIVENÇA	AM																						
UTE.PE.AM.035837	São Paulo de Olivença - CGA	AM	-	0	13.358	-	0	1.107	-	0	1.105	-	0	1.132	-	0	1.197	-	0	1.161	-	0	1.092	-
UTE.PE.AM.002701	SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ	AM																						
UTE.PE.AM.037699	UTE SÃO SEBASTIÃO DO UATUMÃ - COE	AM	-	0	8.748	-	0	747	-	0	814	-	0	791	-	0	834	-	0	797	-	0	707	-
UTE.PE.AM.029485	sucundurí	AM																						
UTE.PE.AM.037726	Sucundurí - Powertech	AM	-	0	872	-	0	77	-	0	77	-	0	79	-	0	82	-	0	77	-	0	73	-
UTE.PE.AM.002790	TABATINGA	AM	0,283	10.362	0	2.932,33																		
UTE.PE.AM.035839	Tabatinga - CGA	AM	-	0	56.722	-	0	5.610	-	0	5.441	-	0	5.409	-	0	5.821	-	0	6.112	-	0	5.725	-
UTE.PE.AM.002812	TAPAUÁ	AM																						
UTE.PE.AM.037708	UTE TAPAUÁ - COE	AM	-	0	14.115	-	0	1.250	-	0	1.312	-	0	1.210	-	0	1.231	-	0	1.221	-	0	1.200	-
UTE.PE.AM.002829	TEFÉ	AM																						
UTE.PE.AM.035824	Tefé - CGA	AM	-	0	94.570	-	0	7.482	-	0	8.630	-	0	8.118	-	0	8.191	-	0	8.173	-	0	7.825	-
UTE.PE.AM.002859	TONANTINS	AM																						
UTE.PE.AM.035834	Tonantins - CGA	AM	-	0	10.136	-	0	825	-	0	847	-	0	875	-	0	946	-	0	858	-	0	866	-
UTE.PE.AM.002890	TUIUÉ	AM																						
UTE.PE.AM.037707	UTE TUIUÉ - COE	AM	-	0	1.828	-	0	162	-	0	166	-	0	165	-	0	173	-	0	164	-	0	143	-
UTE.PE.AM.027088	UARINI	AM																						
UTE.PE.AM.035820	Uarini - CGA	AM	-	0	11.495	-	0	1.003	-	0	1.015	-	0	1.008	-	0	1.026	-	0	1.017	-	0	899	-
UTE.PE.AM.002911	URUCARÁ	AM																						
UTE.PE.AM.037698	UTE URUCARÁ - COE	AM	-	0	17.380	-	0	1.501	-	0	1.638	-	0	1.541	-	0	1.658	-	0	1.490	-	0	1.420	-
UTE.PE.AM.027086	URUCURITUBA	AM																						
UTE.PE.AM.037705	UTE URUCURITUBA + ITAPEAÇÚ - COE	AM	-	0	19.723	-	0	1.691	-	0	1.766	-	0	1.736	-	0	1.909	-	0	1.673	-	0	1.563	-
UTE.PE.AM.002986	VILA AMAZÔNIA	AM																						
UTE.PE.AM.037700	UTE VILA AMAZÔNIA + ZÉ AÇÚ - COE	AM	-	0	8.982	-	0	767	-	0	788	-	0	730	-	0	872	-	0	819	-	0	792	-
UTE.PE.AM.002991	VILA BITTENCOURT	AM																						
UTE.PE.AM.035812	Vila Bittencourt - CGA	AM	-	0	779	-	0	65	-	0	64	-	0	64	-	0	67	-	0	70	-	0	65	-
UTE.PE.AM.027548	VILA URUCURITUBA	AM																						
UTE.PE.AM.037710	UTE VILA DE URUCURITUBA - COE	AM	-	0	1.014	-	0	86	-	0	90	-	0	93	-	0	99	-	0	88	-	0	81	-

7) Amazonas Energia (Cont.)

			TOTAL				janeiro-20			fevereiro-20			março-20			abril-20			maio-20			junho-20		
CEG	Usina	Estado	LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			[MMm³ ou m³)/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.GN.AM.000092	ANAMÃ - GÁS	AM	0,289	10.663	0	3.081,48	776	0	224,1	805	0	232,6	854	0	246,7	804	0	232,3	856	0	247,5	877	0	253,3
UTE.GN.AM.000105	ANORI - GÁS	AM	0,330	17.111	0	5.646,47	1.233	0	406,9	1.137	0	375,1	1.386	0	457,4	1.331	0	439,2	1.431	0	472,1	1.385	0	457,2
UTE.GN.AM.000340	CAAPIRANGA	AM	0,289	9.101	0	2.630,30	662	0	191,4	624	0	180,4	762	0	220,2	738	0	213,3	716	0	206,8	732	0	211,6
UTE.GN.AM.000788	CODAJAS - GÁS	AM	0,283	24.996	0	7.073,76	1.837	0	519,9	1.783	0	504,6	2.261	0	640,0	2.142	0	606,1	2.081	0	588,8	1.915	0	541,9

			TOTAL				julho-20			agosto-20			setembro-20			outubro-20			novembro-20			dezembro-20		
CEG	Usina	Estado	LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			[MMm³ ou m³)/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.GN.AM.000092	ANAMÃ - GÁS	AM	0,289	10.663	0	3.081,48	910	0	263,1	917	0	265,1	961	0	277,7	1.023	0	295,6	934	0	269,9	946	0	273,5
UTE.GN.AM.000105	ANORI - GÁS	AM	0,330	17.111	0	5.646,47	1.502	0	495,8	1.504	0	496,3	1.533	0	506,0	1.674	0	552,5	1.482	0	488,9	1.512	0	498,9
UTE.GN.AM.000340	CAAPIRANGA	AM	0,289	9.101	0	2.630,30	792	0	228,8	809	0	233,8	823	0	237,8	881	0	254,5	771	0	222,9	791	0	228,7
UTE.GN.AM.000788	CODAJAS - GÁS	AM	0,283	24.996	0	7.073,76	2.065	0	584,4	2.088	0	591,0	2.138	0	605,2	2.412	0	682,7	2.133	0	603,7	2.139	0	605,3

7) Amazonas Energia (Cont.)

			TOTAL				janeiro-20			fevereiro-20			março-20			abril-20			maio-20			junho-20		
CEG	Usina	Estado	LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			[MMm³ ou m³)/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.AM.001157	ITACOATIARA	AM	0,253	142.713	0	36.106,35	10.738	0	2716,8	9.317	0	2357,2	12.098	0	3060,7	11.116	0	2812,2	10.973	0	2776,3	10.985	0	2779,1
UTE.FL.AM.028348	BK ENERGIA LTDA	AM	-	0	43.200	-	0	3.600	-	0	3.600	-	0	3.600	-	0	3.600	-	0	3.600	-	0	3.600	-

			TOTAL				julho-20			agosto-20			setembro-20			outubro-20			novembro-20			dezembro-20		
CEG	Usina	Estado	LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			[MMm³ ou m³)/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.AM.001157	ITACOATIARA	AM	0,253	142.713	0	36.106,35	11.966	0	3027,3	13.522	0	3421,1	13.350	0	3377,5	15.154	0	3833,9	12.565	0	3179,0	10.930	0	2765,3
UTE.FL.AM.028348	BK ENERGIA LTDA	AM	-	0	43.200	-	0	3.600	-	0	3.600	-	0	3.600	-	0	3.600	-	0	3.600	-	0	3.600	-

7) Amazonas Energia (Cont.)

			TOTAL				janeiro-20			fevereiro-20			março-20			abril-20			maio-20			junho-20		
			Limite de Consumo Específico	Intercâmbio Líquido	GT Própria	Total da Necessidade de Combustível	Intercâmbio Líquido	GT Própria	Total da Necessidade de Combustível	Intercâmbio Líquido	GT Própria	Total da Necessidade de Combustível	Intercâmbio Líquido	GT Própria	Total da Necessidade de Combustível	Intercâmbio Líquido	GT Própria	Total da Necessidade de Combustível	Intercâmbio Líquido	GT Própria	Total da Necessidade de Combustível	Intercâmbio Líquido	GT Própria	Total da Necessidade de Combustível
CEG	Usina	Estado	[MMm³ ou m³]/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.AM.001060	Guajará	AM	-	8.025	0	-	666	0	-	624	0	-	715	0	-	640	0	-	664	0	-	607	0	-

			TOTAL				julho-20			agosto-20			setembro-20			outubro-20			novembro-20			dezembro-20		
			Limite de Consumo Específico	Intercâmbio Líquido	GT Própria	Total da Necessidade de Combustível	Intercâmbio Líquido	GT Própria	Total da Necessidade de Combustível	Intercâmbio Líquido	GT Própria	Total da Necessidade de Combustível	Intercâmbio Líquido	GT Própria	Total da Necessidade de Combustível	Intercâmbio Líquido	GT Própria	Total da Necessidade de Combustível	Intercâmbio Líquido	GT Própria	Total da Necessidade de Combustível	Intercâmbio Líquido	GT Própria	Total da Necessidade de Combustível
CEG	Usina	Estado	[MMm³ ou m³]/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.AM.001060	Guajará	AM	-	8.025	0	-	667	0	-	668	0	-	686	0	-	736	0	-	681	0	-	670	0	-

8) Energisa - Rondônia

CEG	Usina	Estado	TOTAL				janeiro-20			fevereiro-20			março-20			abril-20			maio-20			junho-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			[MMm³ ou m³]/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.RO.032285	UTE CNH ALVORADA	RO	-	0	21.686	-	0	1.759	-	0	1.632	-	0	1.791	-	0	1.767	-	0	1.816	-	0	1.698	-
UTE.PE.RO.034416	UTE Calama	RO	-	0	2.768	-	0	212	-	0	200	-	0	225	-	0	221	-	0	235	-	0	233	-
UTE.PE.RO.032287	UTE CNH CAMPO NOVO	RO	-	0	9.284	-	0	757	-	0	694	-	0	772	-	0	763	-	0	785	-	0	746	-
UTE.PE.RO.034417	UTE Conceição da Galera	RO	-	0	99	-	0	8	-	0	7	-	0	8	-	0	8	-	0	9	-	0	8	-
UTE.PE.RO.032289	UTE CNH COSTA MARQUES	RO	-	0	15.692	-	0	1.277	-	0	1.143	-	0	1.302	-	0	1.308	-	0	1.332	-	0	1.180	-
UTE.PE.RO.032290	UTE CNH CUJUBIM	RO	-	0	32.306	-	0	2.593	-	0	2.407	-	0	2.621	-	0	2.521	-	0	2.589	-	0	2.498	-
UTE.PE.RO.034418	UTE Demarcação	RO	-	0	348	-	0	28	-	0	26	-	0	28	-	0	27	-	0	29	-	0	27	-
UTE.PE.RO.032286	UTE CNH BURITIS	RO	-	0	91.833	-	0	7.424	-	0	6.771	-	0	7.552	-	0	7.421	-	0	7.570	-	0	7.311	-
UTE.PE.RO.032299	UTE CNH IZIDOLANDIA	RO	-	0	1.107	-	0	91	-	0	83	-	0	93	-	0	89	-	0	88	-	0	84	-
UTE.PE.RO.032291	UTE CNH MACHADINHO	RO	-	0	59.725	-	0	4.785	-	0	4.489	-	0	4.900	-	0	4.846	-	0	5.047	-	0	4.832	-
UTE.PE.RO.034419	UTE Maici	AM	-	0	16	-	0	1	-	0	1	-	0	1	-	0	1	-	0	1	-	0	1	-
UTE.PE.RO.034420	UTE Nazaré	RO	-	0	1.160	-	0	93	-	0	84	-	0	91	-	0	89	-	0	96	-	0	93	-
UTE.PE.RO.032292	UTE CNH CALIFORNIA	RO	-	0	12.161	-	0	905	-	0	910	-	0	1.026	-	0	985	-	0	977	-	0	940	-
UTE.PE.RO.032300	UTE CNH PACARANA	RO	-	0	3.388	-	0	262	-	0	241	-	0	254	-	0	250	-	0	259	-	0	270	-
UTE.PE.RO.034423	UTE Pedras Negras	RO	-	0	193	-	0	15	-	0	14	-	0	15	-	0	15	-	0	16	-	0	15	-
UTE.PE.RO.034424	UTE Rolim de Moura do Guaporé	RO	-	0	766	-	0	61	-	0	56	-	0	62	-	0	63	-	0	62	-	0	61	-
UTE.PE.RO.034421	UTE Santa Catarina	RO	-	0	182	-	0	15	-	0	13	-	0	14	-	0	15	-	0	15	-	0	13	-
UTE.PE.RO.034422	UTE São Carlos	RO	-	0	2.368	-	0	186	-	0	172	-	0	194	-	0	191	-	0	201	-	0	192	-
UTE.PE.RO.032293	UTE CNH SAO FRANCISCO	RO	-	0	37.500	-	0	3.031	-	0	2.846	-	0	3.150	-	0	3.096	-	0	3.171	-	0	2.825	-
UTE.PE.RO.034425	UTE Surpresa	RO	-	0	1.226	-	0	98	-	0	93	-	0	102	-	0	99	-	0	102	-	0	97	-
UTE.PE.RO.032284	UTE CNH BANDEIRANTES	RO	-	0	19.639	-	0	1.510	-	0	1.430	-	0	1.581	-	0	1.614	-	0	1.621	-	0	1.546	-
UTE.PE.RO.032298	UTE CNH URUCUMACUÁ	RO	-	0	1.877	-	0	154	-	0	145	-	0	157	-	0	153	-	0	154	-	0	148	-
UTE.PE.RO.032294	UTE CNH ANARI	RO	-	0	13.537	-	0	1.097	-	0	1.006	-	0	1.102	-	0	1.090	-	0	1.126	-	0	1.093	-
UTE.PE.RO.032296	UTE CNH EXTREMA	RO	-	0	15.976	-	0	1.291	-	0	1.204	-	0	1.313	-	0	1.293	-	0	1.298	-	0	1.240	-
UTE.PE.RO.032297	UTE CNH VISTA ALEGRE	RO	-	0	30.102	-	0	2.275	-	0	2.241	-	0	2.512	-	0	2.354	-	0	2.352	-	0	2.284	-

8) Energisa - Rondônia (Cont.)

CEG	Usina	Estado	TOTAL				julho-20			agosto-20			setembro-20			outubro-20			novembro-20			dezembro-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			[MMm³ ou m³)/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE,PE,RO.032285	UTE CNH ALVORADA	RO	-	0	21.686	-	0	1.770	-	0	1.905	-	0	1.901	-	0	1.952	-	0	1.844	-	0	1.852	-
UTE,PE,RO.034416	UTE Calama	RO	-	0	2.768	-	0	232	-	0	247	-	0	244	-	0	254	-	0	231	-	0	234	-
UTE,PE,RO.032287	UTE CNH CAMPO NOVO	RO	-	0	9.284	-	0	762	-	0	793	-	0	797	-	0	831	-	0	790	-	0	794	-
UTE,PE,RO.034417	UTE Conceição da Galera	RO	-	0	99	-	0	8	-	0	9	-	0	9	-	0	9	-	0	8	-	0	9	-
UTE,PE,RO.032289	UTE CNH COSTA MARQUES	RO	-	0	15.692	-	0	1.214	-	0	1.339	-	0	1.420	-	0	1.466	-	0	1.354	-	0	1.358	-
UTE,PE,RO.032290	UTE CNH CUJUBIM	RO	-	0	32.306	-	0	2.740	-	0	2.886	-	0	2.883	-	0	3.028	-	0	2.844	-	0	2.695	-
UTE,PE,RO.034418	UTE Demarcação	RO	-	0	348	-	0	27	-	0	31	-	0	32	-	0	32	-	0	30	-	0	30	-
UTE,PE,RO.032286	UTE CNH BURITIS	RO	-	0	91.833	-	0	7.758	-	0	8.140	-	0	7.990	-	0	8.299	-	0	7.881	-	0	7.716	-
UTE,PE,RO.032299	UTE CNH IZIDOLANDIA	RO	-	0	1.107	-	0	89	-	0	95	-	0	97	-	0	103	-	0	97	-	0	99	-
UTE,PE,RO.032291	UTE CNH MACHADINHO	RO	-	0	59.725	-	0	5.045	-	0	5.280	-	0	5.122	-	0	5.329	-	0	5.012	-	0	5.039	-
UTE,PE,RO.034419	UTE Maici	AM	-	0	16	-	0	2	-	0	2	-	0	1	-	0	1	-	0	2	-	0	1	-
UTE,PE,RO.034420	UTE Nazaré	RO	-	0	1.160	-	0	100	-	0	104	-	0	104	-	0	104	-	0	102	-	0	99	-
UTE,PE,RO.032292	UTE CNH CALIFORNIA	RO	-	0	12.161	-	0	1.043	-	0	1.051	-	0	1.092	-	0	1.127	-	0	1.076	-	0	1.030	-
UTE,PE,RO.032300	UTE CNH PACARANA	RO	-	0	3.388	-	0	294	-	0	322	-	0	320	-	0	331	-	0	303	-	0	282	-
UTE,PE,RO.034423	UTE Pedras Negras	RO	-	0	193	-	0	16	-	0	17	-	0	18	-	0	18	-	0	17	-	0	16	-
UTE,PE,RO.034424	UTE Rolim de Moura do Guaporé	RO	-	0	766	-	0	64	-	0	66	-	0	71	-	0	72	-	0	65	-	0	64	-
UTE,PE,RO.034421	UTE Santa Catarina	RO	-	0	182	-	0	15	-	0	17	-	0	16	-	0	16	-	0	17	-	0	17	-
UTE,PE,RO.034422	UTE São Carlos	RO	-	0	2.368	-	0	196	-	0	211	-	0	208	-	0	218	-	0	203	-	0	198	-
UTE,PE,RO.032293	UTE CNH SAO FRANCISCO	RO	-	0	37.500	-	0	2.980	-	0	3.194	-	0	3.265	-	0	3.403	-	0	3.277	-	0	3.263	-
UTE,PE,RO.034425	UTE Surpresa	RO	-	0	1.226	-	0	99	-	0	105	-	0	106	-	0	110	-	0	108	-	0	106	-
UTE,PE,RO.032284	UTE CNH BANDEIRANTES	RO	-	0	19.639	-	0	1.713	-	0	1.750	-	0	1.719	-	0	1.788	-	0	1.732	-	0	1.634	-
UTE,PE,RO.032298	UTE CNH URUCUMACUÁ	RO	-	0	1.877	-	0	151	-	0	160	-	0	161	-	0	167	-	0	161	-	0	166	-
UTE,PE,RO.032294	UTE CNH ANARI	RO	-	0	13.537	-	0	1.144	-	0	1.203	-	0	1.175	-	0	1.200	-	0	1.146	-	0	1.155	-
UTE,PE,RO.032296	UTE CNH EXTREMA	RO	-	0	15.976	-	0	1.305	-	0	1.378	-	0	1.409	-	0	1.443	-	0	1.396	-	0	1.408	-
UTE,PE,RO.032297	UTE CNH VISTA ALEGRE	RO	-	0	30.102	-	0	2.515	-	0	2.753	-	0	2.758	-	0	2.911	-	0	2.700	-	0	2.447	-

9) Energisa - Acre

			TOTAL				janeiro-20			fevereiro-20			março-20			abril-20			maio-20			junho-20		
CEG	Usina	Estado	LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			[MMm³ ou m³]/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.AC.034375	Assis Brasil - TEGG	AC	-	0	6.711	-	0	558	-	0	513	-	0	564	-	0	558	-	0	555	-	0	528	-
UTE.PE.AC.034372	CRUZEIRO DO SUL	AC	-	-8.025	170.212	-	-666	13.495	-	-624	12.850	-	-715	14.151	-	-640	13.765	-	-664	14.025	-	-607	13.696	-
UTE.PE.AC.034374	FEIJÓ	AC	-	0	22.549	-	0	1.814	-	0	1.686	-	0	1.910	-	0	1.841	-	0	1.872	-	0	1.759	-
UTE.PE.AC.034414	UTE Jordão	AC	-	0	3.060	-	0	242	-	0	222	-	0	268	-	0	249	-	0	273	-	0	235	-
UTE.PE.AC.034376	Manoel Urbano - TEGG	AC	-	0	7.825	-	0	642	-	0	578	-	0	633	-	0	641	-	0	651	-	0	603	-
UTE.PE.AC.034412	UTE Marechal Thaumaturgo	AC	-	0	6.610	-	0	539	-	0	498	-	0	553	-	0	542	-	0	554	-	0	532	-
UTE.PE.AC.034413	UTE Porto Walter	AC	-	0	5.823	-	0	459	-	0	440	-	0	475	-	0	476	-	0	486	-	0	479	-
UTE.PE.AC.034415	UTE Santa Rosa do Purus	AC	-	0	2.354	-	0	187	-	0	173	-	0	200	-	0	199	-	0	199	-	0	186	-
UTE.PE.AC.034373	TARAUACÁ	AC	-	0	29.403	-	0	2.366	-	0	2.220	-	0	2.476	-	0	2.312	-	0	2.448	-	0	2.279	-

			TOTAL				julho-20			agosto-20			setembro-20			outubro-20			novembro-20			dezembro-20		
CEG	Usina	Estado	LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	INTERCÂMBIO LÍQUIDO	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
			[MMm³ ou m³]/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.AC.034375	Assis Brasil - TEGG	AC	-	0	6.711	-	0	538	-	0	561	-	0	580	-	0	597	-	0	571	-	0	589	-
UTE.PE.AC.034372	CRUZEIRO DO SUL	AC	-	-8.025	170.212	-	-667	14.257	-	-668	14.641	-	-686	14.802	-	-736	15.367	-	-681	14.354	-	-670	14.809	-
UTE.PE.AC.034374	FEIJÓ	AC	-	0	22.549	-	0	1.854	-	0	1.982	-	0	1.941	-	0	2.048	-	0	1.869	-	0	1.973	-
UTE.PE.AC.034414	UTE Jordão	AC	-	0	3.060	-	0	245	-	0	259	-	0	260	-	0	274	-	0	263	-	0	269	-
UTE.PE.AC.034376	Manoel Urbano - TEGG	AC	-	0	7.825	-	0	639	-	0	673	-	0	685	-	0	711	-	0	677	-	0	690	-
UTE.PE.AC.034412	UTE Marechal Thaumaturgo	AC	-	0	6.610	-	0	549	-	0	567	-	0	565	-	0	584	-	0	563	-	0	565	-
UTE.PE.AC.034413	UTE Porto Walter	AC	-	0	5.823	-	0	487	-	0	496	-	0	500	-	0	511	-	0	500	-	0	513	-
UTE.PE.AC.034415	UTE Santa Rosa do Purus	AC	-	0	2.354	-	0	189	-	0	199	-	0	201	-	0	211	-	0	204	-	0	206	-
UTE.PE.AC.034373	TARAUACÁ	AC	-	0	29.403	-	0	2.403	-	0	2.521	-	0	2.555	-	0	2.693	-	0	2.460	-	0	2.671	-

10) Energisa – Mato Grosso

			TOTAL				janeiro-20			fevereiro-20			março-20			abril-20			maio-20			junho-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
CEG	Usina	Estado	[MMm³ ou m³)/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.MT.029365	Guariba	MT	0,289	6.290	0	1.817,88	470	0	135,8	459	0	132,8	481	0	139,0	461	0	133,1	485	0	140,3	502	0	145,1

			TOTAL				julho-20			agosto-20			setembro-20			outubro-20			novembro-20			dezembro-20		
			LIMITE DE CONSUMO ESPECIFICO	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL	GT PROPRIA	GT PIE	TOTAL DA NECESSIDADE DE COMBUSTIVEL
CEG	Usina	Estado	[MMm³ ou m³)/MWh	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-	MWh	MWh	-
UTE.PE.MT.029365	Guariba	MT	0,289	6.290	0	1.817,88	555	0	160,5	598	0	172,7	591	0	170,8	605	0	174,9	566	0	163,6	517	0	149,3

Lista de Figuras e Tabelas

Figura 2-1: Distribuição Geográfica dos Sistemas Isolados – 2020	7
Tabela 2-1: Agentes responsáveis pelo suprimento de energia aos Sistemas Isolados	8
Tabela 3-1: Geração Térmica e Consumo de Combustível Previstos	10
Tabela 4-1: Carga Própria de Energia Prevista – 2020 (MWh/MWmed)	12
Tabela 4-2: Número de Sistemas Isolados por Empresa em 2020	13
Figura 4-1: Composição da Matriz de Energia Elétrica	14
Figura 4-2: Geração de Energia Elétrica Prevista para 2020	15
Tabela 4-3: Localidades não Atendidas 24h em Roraima	16
Figura 5-1: Sistemas – Energisa Acre	18
Tabela 5-1: Previsão da Geração e Consumo de Combustível – Energisa Acre	19
Figura 5-2: Sistemas – CEA	20
Tabela 5-2: Previsão da Geração e Consumo de Combustível - CEA	20
Figura 5-3: Sistemas – Amazonas Energia	21
Tabela 5-3: Previsão da Geração e Consumo de Combustível (GN) – Amazonas Energia	22
Tabela 5-4 (parte 1): Previsão da Geração e Consumo de Combustível (Diesel) – Amazonas Energia	22
Tabela 5-4 (parte 2): Previsão da Geração e Consumo de Combustível (Diesel) – Amazonas Energia	23
Tabela 5-4 (parte 3): Previsão da Geração e Consumo de Combustível (Diesel) – Amazonas Energia	24
Tabela 5-4 (parte 4): Previsão da Geração e Consumo de Combustível (Diesel) – Amazonas Energia	25
Tabela 5-5: Previsão da Geração e Consumo de Combustível (Biomassa) – Amazonas Energia	26
Figura 5-4: Sistema – Energisa Mato Grosso	26

Tabela 5-6: Previsão da Geração e Consumo de Combustível – Energisa Mato Grosso	27
Figura 5-5: Sistemas – CELPA e Petrobras	27
Tabela 5-7: Previsão da Geração e Consumo de Combustível – CELPA	28
Tabela 5-8: Previsão da Geração e Consumo de Combustível – Petrobras	28
Figura 5-6: Sistema – CELPE	29
Tabela 5-9: Previsão da Geração e Consumo de Combustível - CELPE	29
Figura 5-7: Sistemas – Energisa Rondônia	30
Tabela 5-10: Previsão da Geração e Consumo de Combustível – Energisa Rondônia	31
Tabela 5-11: Energia: Carga, Intercâmbio e Geração Local em Boa Vista – Roraima Energia	32
Tabela 5-13: Previsão da Geração e Consumo de Combustível - Boa Vista	33
Figura 5-8: Sistemas – Roraima Energia - Interior	34
Tabela 5-14: Sistemas com Suprimento de Energia – Roraima Energia - Interior	34
Tabela 5-15 (parte 1): Previsão da Geração e Consumo de Combustível – Roraima Energia - Interior	35
Tabela 5-15 (parte 2): Previsão da Geração e Consumo de Combustível – Roraima Energia - Interior	36
Tabela 6-1: Previsão de Geração da PCH Alto Jatapu	37
Tabela 6-2: Geração Térmica – Gás Natural e Biomassa	38
Tabela 6-3: Importação de Energia	38
Tabela 6-4: Tendência de Entrada em Operação - Usinas do Leilão nº002/2016 – Amazonas Energia	39
Tabela 6-5: Consumo Previsto por Tipo de Combustível	40
Tabela 6-6: Geração Térmica e Consumo de Combustíveis Previstos	40
Tabela 6-7: Geração Térmica e Consumo de Combustíveis Previstos	41

Tabela 6-8: Diferença na Geração Térmica e Consumo de Combustível Previstos para o Amazonas	42
Tabela 6-9: Geração Térmica e Consumo de Combustíveis Previstos	43
Tabela 6-10: Diferença na Geração Térmica e Consumo de Combustível Previstos para Rondônia	43
Tabela 6-11: Geração Térmica e Consumo de Combustíveis Previstos	44
Tabela 6-12: Diferença na Geração Térmica e Consumo de Combustível Previstos para o Amazonas	45
Tabela 6-13: Síntese do Balanço de Energia por Empresa (MWh)	46



NOTA TÉCNICA

Projeções dos Preços dos Combustíveis Líquidos para Atendimento aos Sistemas Isolados em 2020

DPG/DEE - N° 1/2019

Rio de Janeiro, Outubro de 2019

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





GOVERNO FEDERAL
Ministério de Minas e Energia



Projeções dos Preços dos Combustíveis Líquidos para Atendimento aos Sistemas Isolados em 2020

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretário Executivo

Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento
Energético**

Reive Barros dos Santos



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral

Angela Oliveira da Costa
Bernardo Folly de Aguiar

Coordenação Executiva

Marcelo Castello Branco Cavalcanti
Thiago Ivanoski Teixeira

Coordenação Técnica

Gustavo Pires da Ponte
Patrícia Feitosa Bonfim Stelling

Equipe Técnica

Aline Couto Amorim
Bruno Rodamilans Lowe Stukart
Guilherme Theulen Antoniasse
Michele Almeida de Souza

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

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U"
Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar
Brasília - DF - CEP: 70.065-900

Escritório Central

Av. Rio Branco, n.º 01 - 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

09 de outubro de 2019



IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES



Área de estudo:

**SUPERINTENDÊNCIA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO E BIOCOMBUSTÍVEIS
(SDB)**

SUPERINTENDÊNCIA DE PROJETOS DE GERAÇÃO (SEG)

Estudo:

**Projeções dos Preços dos Combustíveis Líquidos para
Atendimento aos Sistemas Isolados em 2020**

<i>Revisão</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição</i>
r0	16/09/2019	Envio de versão preliminar à CCEE.
r1	09/10/2019	Publicação da versão final.



SUMÁRIO

Introdução	11
1. A composição dos Preços dos Combustíveis	14
2. Preço de Realização	14
2.1. <i>Projeções dos Preços dos Combustíveis Internacionais</i>	14
2.1.1. Estimativa do Preço de Petróleo	15
2.1.2. Projeções dos Preços dos Combustíveis no Mercado Internacional	17
2.1.3. Sazonalização do Preço Internacional do Óleo Diesel	20
2.2. <i>Projeções dos Preços de Distribuição dos Derivados de Petróleo no Brasil</i>	23
3. Tributos Federais	24
4. ICMS	24
5. Preço do Biodiesel	26
6. Custos Logísticos	26
7. Composição do Preço Final do Óleo Diesel	27
7.1. <i>Regionalização do Preço do Óleo Diesel</i>	27
7.1.1. Composição do Preço do Óleo Diesel no Amazonas (AM)	28
7.1.2. Composição do Preço do Óleo Diesel no Amapá (AP)	31
7.1.3. Composição do Preço do Óleo Diesel no Mato Grosso (MT)	34
7.1.4. Composição do Preço do Óleo Diesel no Pará (PA)	36
7.1.5. Composição do Preço do Óleo Diesel em Pernambuco (PE)	38
7.1.6. Composição do Preço do Óleo Diesel em Roraima (RR)	40
8. Composição do Preço do Óleo Combustível	42
9. Considerações Finais	44
Referências	47

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Histórico do preço anual do petróleo tipo Brent e projeções para o curto prazo.....	17
Gráfico 2 - Demanda mundial de <i>bunker</i> marítimo por tipo de combustível.....	18
Gráfico 3 - Preços internacionais de petróleo e derivados	19
Gráfico 4 - Diferença entre a média mensal e a anual para o diesel 0,2% (USGC) entre 2002 e 2018	21
Gráfico 5 - Diferença entre a média mensal e a anual para o diesel 0,2% (USGC) entre 2010 e 2018	22
Gráfico 6 - Diferença entre preço de realização de óleo diesel S500 no Brasil e a paridade de importação	23
Gráfico 7 - Composição do preço do diesel no Amazonas	30
Gráfico 8 - Projeção do preço do diesel no Amazonas	31
Gráfico 9 - Composição do preço do diesel no Amapá	33
Gráfico 10 - Projeção do preço do diesel no Amapá	34
Gráfico 11 - Composição do preço do diesel no Mato Grosso	35
Gráfico 12 - Projeção do preço do diesel no Mato Grosso	36
Gráfico 13 - Composição do preço do diesel no Pará	36
Gráfico 14 - Projeção do preço do diesel no Pará	38
Gráfico 15 - Composição do preço do diesel em Pernambuco	39
Gráfico 16 - Projeção do preço do diesel em Pernambuco	40
Gráfico 17 - Composição do preço do diesel em Roraima	41
Gráfico 18 - Projeção do preço do diesel em Roraima	42
Gráfico 19 - Composição do preço do óleo combustível no Amazonas	43
Gráfico 20 - Projeção do preço do óleo combustível no Amazonas	44

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Sistemas Isolados por estado	12
Figura 2 - Alíquotas de ICMS sobre óleo diesel	25
Figura 3 - Sistemas Isolados do Amazonas	29
Figura 4 - Diagrama esquemático da localização das principais usinas do SI no Amapá	32



ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Projeção do Brent e do óleo diesel USGC.....	19
Tabela 2 - Projeção mensal do óleo diesel S500 USGC para o ano de 2020	22
Tabela 3 - Margem do preço do leilão do biodiesel sobre o preço de realização do diesel no Brasil.....	26
Tabela 4 - Diferença entre o preço de produtores e importadores regional e nacional	28
Tabela 5 - MVA da venda de diesel no estado do Amazonas	30
Tabela 6 - MVA da venda de diesel no estado do Amapá.....	34
Tabela 7 - MVA da venda de diesel no estado do Mato Grosso	35
Tabela 8 - MVA da venda de diesel no estado do Pará	37
Tabela 9 - MVA da venda de diesel no estado de Pernambuco.....	39
Tabela 10 - MVA da venda de diesel no estado de Roraima	41
Tabela 11 - Preços finais do óleo combustível e óleo diesel projetados para os geradores do SI por UF em 2020	45



ÍNDICE DE SIGLAS E SIGLEMAS

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Bacen - Banco Central do Brasil

Cade - Conselho Administrativo de Defesa Econômica

CEA - Companhia de Eletricidade do Amapá

Confaz - Conselho Nacional de Política Fazendária

CCC - Conta de Consumo de Combustíveis

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

EIA - *Energy Information Administration*

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

EUA - Estados Unidos da América

ICMS - Imposto sobre operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre prestações de Serviços de transporte interestadual, intermunicipal e de comunicação

IMO - *International Maritime Organization*

IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

ME - Ministério de Economia

MME - Ministério de Minas e Energia

MP - Medida Provisória

MVA - Margem de Valor Agregada

OC ATE - Óleo Combustível de Alto Teor de Enxofre

OC BTE - Óleo Combustível de Baixo Teor de Enxofre

OCDE - Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

Opep - Organização dos Países Exportadores de Petróleo

PEN SI - Plano Anual de Operação Energética dos Sistemas Isolados



PIE - Produtores Independentes de Energia Elétrica

Plog - Custos logísticos de suprimento do combustível às localidades

ppm - partes por milhão

PMPF - Preço Médio Ponderado ao consumidor Final

SDB - Superintendência de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis

SEG - Superintendência de Projetos de Geração

SIN - Sistema Interligado Nacional

SI - Sistema Isolado

UF - Unidade Federativa

USGC - *United States Gulf Coast*

Introdução

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 das contas setoriais, inclusive da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

A CCC é um encargo do setor elétrico brasileiro pago por todas as concessionárias de distribuição e de transmissão de energia elétrica, usado para cobrir a diferença entre o custo de geração nos Sistemas Isolados (SI) e o custo médio da energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR médio) do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa conta foi criada pela Lei nº 5.899/1973, inicialmente com o objetivo de rateio dos custos com combustíveis utilizados no SIN, mas, desde 1992 a CCC é utilizada para cobrir os custos de combustíveis apenas dos SI. Em 2016, a CCEE também passou a ser responsável pela elaboração do orçamento de tais contas, e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) pelo Plano Anual de Operação Energética dos Sistemas Isolados (PEN SI). (CCEE, 2018)

Os SI são sistemas elétricos que em sua configuração normal não estão eletricamente conectados ao SIN por razões técnicas ou econômicas. Eles estão, em sua maioria, localizados na região Norte do país e são responsáveis por menos de 1% do consumo de energia elétrica no Brasil. Contudo, o suprimento de energia nessas localidades acontece predominantemente (96%) por meio de usinas termelétricas que utilizam óleo diesel como combustível, fato que contribui para o elevado custo de geração nos SI, onerando a CCC. A disposição de tais sistemas está ilustrada na Figura 1.

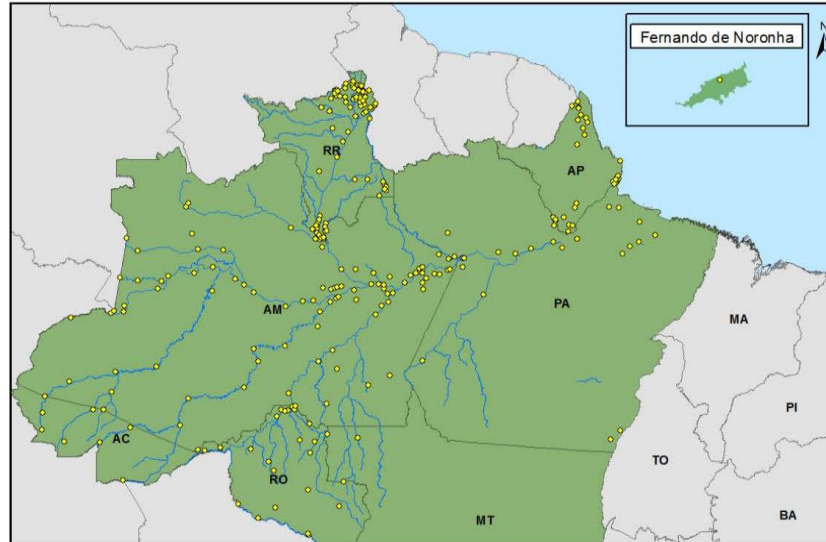


Figura 1 - Sistemas Isolados por estado

Fonte: EPE (2018a).

Destaca-se que a Figura 1 contempla os 270 SI considerados no Relatório de Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados - Horizonte 2023 - Ciclo 2018 (EPE, 2018a) e inclui novas localidades, informadas pelas distribuidoras à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que não são consideradas no planejamento do ONS.

Uma das responsabilidades da CCEE é proceder ao reembolso preliminar do custo de aquisição de combustíveis, que representa a parcela mais significativa (63%) do custo total de geração do SI em 2018 (CCEE, 2017).

A necessidade de projetar o dispêndio com a conta de combustíveis, a fim de estimar o reembolso dos geradores, está entre os principais motivadores para o desenvolvimento deste estudo, que presta suporte à CCEE e permite maior transparência e informação à sociedade. Tal ação está associada à finalidade da EPE, de desenvolver estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento energético nacional, considerando a energia elétrica, petróleo e seus derivados, gás natural e biocombustíveis. Desta forma, a presente Nota Técnica tem por objetivo estimar os preços de combustíveis líquidos nos SI para o ano de 2020, de forma a subsidiar a CCEE nas estimativas de previsão orçamentária da CCC.

Conforme a atribuição legal da EPE de elaborar os cenários e as premissas de seus estudos (em particular, o Plano Decenal de Expansão de Energia e o Plano Nacional de Energia) e de prestar suporte ao Ministério de Minas e Energia (MME) no planejamento energético nacional, a Superintendência de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis (SDB) avalia as perspectivas mundiais da indústria petrolífera no que concerne a quesitos como oferta, demanda, geopolítica e preços de commodities. A projeção de preços de derivados de petróleo, tanto nos mercados internacional quanto nacional, é primordial para subsidiar o MME na elaboração de novas políticas públicas no âmbito do planejamento energético.

A formação de preços dos combustíveis é assunto de uma série de publicações específicas recentemente iniciadas pela EPE, com o objetivo de difundir o conhecimento sobre o tema (EPE, 2019a). O presente documento apresenta-se como material complementar à referida série, contribuindo para maior entendimento sobre a formação de preços. No que diz respeito aos SSI, coube também à Superintendência de Projetos de Geração (SEG) da EPE estimar as parcelas de custos associados à logística de fornecimento de combustíveis aos SI, possibilitando estimar o custo final do insumo energético da geração de energia elétrica nas localidades isoladas.

Deste modo, o presente documento apresentará as principais premissas, a metodologia adotada e, por fim, as estimativas dos preços dos combustíveis (óleo diesel e óleo combustível) a serem pagos pelos geradores de eletricidade do SI, contemplados pela CCC.

1. A composição dos Preços dos Combustíveis

Para o cálculo dos custos com combustíveis (óleo diesel e óleo combustível) dos geradores de eletricidade do SI, contemplados pela CCC, devem ser estimados os preços de referência destes derivados em cada um dos diferentes estados, em que os SI estão localizados. A projeção destes preços deverá considerar as diversas parcelas, a saber:

- Preço de realização;
- Tributos federais;
- Preço pago pelo biodiesel (teor mandatório no óleo diesel A);
- Imposto sobre operações relativas à Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS);
- Custos logísticos de suprimento do combustível às localidades (Plog);
- Margem de distribuição.

A depender da logística e da tributação estadual, além do custo adicional com eventual mistura de biocombustível, o preço de realização pode representar mais de 50% do preço final pago (preço de referência) para aquisição do combustível pelas empresas geradoras no SI.

2. Preço de Realização

Um dos componentes mais importantes do preço dos combustíveis é o preço de realização dos derivados de petróleo (EPE, 2019a).

2.1. Projeções dos Preços dos Combustíveis Internacionais

Nas subseções seguintes serão apresentadas com maiores detalhes as etapas para a elaboração das projeções de preços de petróleo e seus derivados no mercado internacional. São elas: a estimativa anual do preço de petróleo, as projeções ano a ano dos preços do óleo diesel e óleo combustível no mercado internacional e a devida sazonalização do preço do óleo diesel mês a mês. Esta última etapa trata-se de fase necessária, havendo a conversão do preço deste derivado, que se encontra em base anual para um valor em base mensal. Esta mudança deve ser realizada tendo em vista que o reembolso preliminar dos custos dos geradores com a compra de combustíveis é feito mês a mês.

2.1.1. Estimativa do Preço de Petróleo

No início de 2019, os preços dos diversos tipos de petróleo ao redor do mundo, em especial, os óleos marcadores da Bacia do Atlântico - Brent e WTI, apresentaram uma tendência de alta. Ressalta-se, contudo, que os preços se mantiveram em patamar abaixo do verificado no quarto trimestre de 2018 (US\$ 71/b), porém acima da média observada em dezembro de 2018 (US\$ 57/b), e muito superiores ao vale de US\$ 50,6/b, registrado em 28 de dezembro de 2018.

EPE (2019b) destaca dentre os fatores que contribuem para um mercado cada vez mais sobreofertado, pressionando as cotações de petróleo para baixo:

- a redução da demanda de petróleo devido à queda no comércio internacional como consequência das renegociações sino-americanas;
- a crise econômica mundial: a inversão da *yield curve* de títulos norte-americanos tradicionalmente tem sido utilizada como precursor de uma crise econômica. Como essa inversão costuma desestimular novos investimentos e contratação de mão de obra, muitas vezes, torna-se estopim da crise que pretendia prever;
- a extensão dos *waivers* às sanções ao Irã;
- o aumento da produção de petróleo de países como Estados Unidos, Brasil, Canadá e Noruega;
- o aumento da capacidade produtiva no Iraque, Emirados Árabes Unidos e Kuwait, além de avanços na negociação para reativar a produção da Zona Neutra entre Arábia Saudita e Kuwait; e
- a não-extensão do acordo de cortes pela Opep+ em junho de 2019. Caso o acordo não seja renovado, as produções de países como Arábia Saudita, Rússia, Kuwait, Emirados Árabes Unidos e Iraque devem aumentar.

Por outro lado, o estudo (EPE, 2019b) também ressalta alguns fatores que favorecem a alta dos preços:

- o agravamento da crise venezuelana: a falta de divisas para investimentos, a evasão de mão de obra especializada, as interrupções no fornecimento de energia, a falta de alimentos e produtos básicos afetam a produção, que tende a decrescer ainda mais;
- o declínio de produção em países como México, Reino Unido e Angola, em razão da falta de investimentos ou do declínio natural dos seus campos maduros;
- os protestos em países árabes: Argélia e Sudão (respectivamente, segundo e terceiro países árabes mais populosos) enfrentaram protestos contra seus governos. Além disso, protestos por uma melhor governança estremeceram alguns países do Norte da África e do Oriente Médio, como Iraque, Jordânia, Líbano, Marrocos, Tunísia e territórios palestinos. No Iraque, os manifestantes chegaram a entrar em um dos maiores campos petrolíferos em Basra, porém saíram sem afetar a produção. O Iraque, inclusive, registrou interrupções constantes no fornecimento de energia elétrica, enquanto que a infraestrutura dos territórios retomados do Estado Islâmico continua em situação precária. Além disso, protestos recentes no Irã e um atentado terrorista contra a Guarda Revolucionária Iraniana também causam incertezas sobre a permanência dos regimes e seus impactos sobre a produção desses países; e

- o acirramento das disputas entre facções político-militares na Líbia.

No cenário adotado pela EPE, mesmo com a produção iraniana mantendo o mesmo patamar registrado nas últimas sanções e com a produção venezuelana decaindo em torno de 1 milhão b/d (400 mil b/d abaixo da produção de 2018), estima-se que não haverá escassez de oferta no curto prazo. Pelo contrário, com a previsão de aumento da produção dos Estados Unidos nos próximos anos, somado à possibilidade de desaceleração do crescimento da demanda por petróleo, estima-se que os estoques mundiais, ainda em níveis elevados historicamente, voltem a ultrapassar seus níveis recordes.

Projeta-se um aumento da produção de petróleo dos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) para os próximos anos, em especial, dos Estados Unidos. Neste país, apesar de restrições logísticas existentes, principalmente no escoamento da produção de petróleo da Bacia do Permian, a oferta desta fonte deverá continuar crescendo à medida que a infraestrutura de escoamento do país seja ampliada ao longo de 2019 e 2020. Para os países não-OCDE, as projeções para os próximos anos também são de aumento da oferta. Na América Latina, o incremento estará associado, em especial, ao Brasil.

O equilíbrio do mercado irá depender também do comportamento da demanda mundial, que tem crescido significativamente nos últimos anos, tendo aumentado ao menos 1 milhão b/d desde 2009. O incremento da demanda mundial de petróleo tem sido impulsionado, em especial, por China e Índia. Houve mudança na tendência de queda da demanda oriunda dos países desenvolvidos devido aos baixos preços de petróleo desde o 2º semestre de 2014. Na Europa, apesar de incentivos para o uso de fontes renováveis de energia, a demanda por petróleo cresceu mais fortemente do que nos Estados Unidos. As vendas de automóveis na Europa, China e Estados Unidos atingiram níveis recordes (OICA, 2018).

Entretanto, mesmo com um aumento de demanda acima do esperado, estima-se uma persistência da “capacidade ociosa”, causada pela entrada de grandes projetos petrolíferos e pela participação do óleo não convencional norte-americano, levando a Opep+ a continuar estabelecendo cortes e remetendo à Arábia Saudita o papel de *swing producer*.

Ressalta-se que na conjuntura atual¹, os países-membros da Opep possuem poucas alternativas de influenciar o preço do petróleo, além de reduzir a sua própria produção. Caso isso não ocorra e haja disputa por mercado, os preços podem cair abruptamente, como ocorrido entre 2014 e 2016.

¹ Para uma explicação mais detalhada da conjuntura atual, utilizada nas projeções, consultar o “Boletim de Conjuntura da Indústria do Petróleo” (EPE, 2019c). Os fatos e acontecimentos mais relevantes nacional e internacionalmente considerados nas projeções estão presentes no boletim ou nos “Fatos Relevantes da Indústria do Óleo & Gás” (EPE, 2019d).

Além disso, a ausência de evento geopolítico capaz de gerar rupturas consideráveis, a maior oferta oriunda de países não-Opep e a coordenação de cortes da Opep+ deverá manter o patamar atual do preço do petróleo Brent no próximo ano, conforme Gráfico 1.

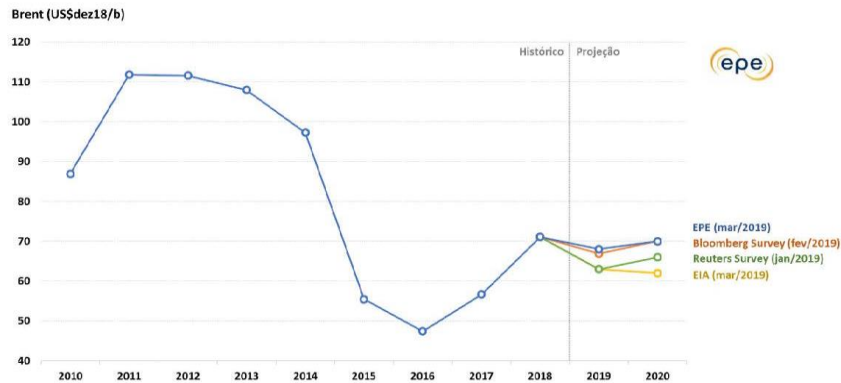


Gráfico 1 - Histórico do preço anual do petróleo tipo Brent e projeções para o curto prazo

Fonte: Elaboração própria a partir de EIA (2019) e Kemp (2019).

Espera-se ainda que a entrada em vigor da norma da *International Maritime Organization* (IMO), que reduz o teor máximo de enxofre no *bunker* para 0,5% a partir de janeiro de 2020, deva afetar a demanda por petróleo, uma vez que o refino mundial necessitará suprir o aumento esperado da demanda de óleo diesel e de óleo combustível de baixo teor de enxofre para atendimento ao transporte marítimo. Assim, se por um lado, o crescimento da oferta de petróleo da Noruega, Brasil e Estados Unidos pode mitigar o aumento dos preços no curto prazo (2020), por outro lado, a norma da IMO deve elevar os preços e *spreads* das diferentes correntes de petróleo e de seus derivados neste período.

2.1.2. Projeções dos Preços dos Combustíveis no Mercado Internacional

Para a projeção, é considerada a evolução do preço do petróleo marcador internacional tipo Brent², a relação econométrica e premissas dos cenários desenvolvidos.

Destaca-se que, entre as premissas adotadas no cenário de referência (EPE, 2019b), a demanda global de óleo diesel deverá continuar a crescer significativamente no futuro próximo, em função, principalmente, do incremento do setor de transportes no mundo. Destacam-se, em especial, os modos aquaviário e rodoviário de cargas, uma vez que o crescimento econômico mundial favorece o consumo de bens, o que aumenta a demanda por atividade desses modos de transporte.

² Os preços de derivados de petróleo usualmente acompanham as variações do petróleo marcador internacional tipo Brent.

A presente nota técnica apresentará as premissas e metodologia utilizada para a projeção de preços de óleo diesel e óleo combustível, os derivados mais consumidos para a geração de energia no SI. Ressalta-se, contudo, que para maior consistência e precisão das projeções, faz-se necessário avaliar todos os derivados de petróleo em conjunto. EPE (2018b) evidenciou que a produção destes produtos em uma dada refinaria depende de diversos fatores³, como o seu grau de complexidade e o tipo de petróleo processado. Desta forma, diferentes derivados poderão ou não ser produzidos, a depender de seus preços relativos. Sendo assim, a escolha poderá ser produzir mais óleo diesel em detrimento de outros derivados, como a gasolina, por exemplo.

Com a entrada em vigor da norma da IMO em 2020, projeta-se um aumento da demanda por diesel marítimo, por diesel para mistura de *bunker*, e por óleo combustível com baixo teor de enxofre (OC BTE) em detrimento da demanda por óleo combustível com alto teor de enxofre (OC ATE). Considera-se que a demanda de *bunker* marítimo deve evoluir conforme exposto no Gráfico 2.

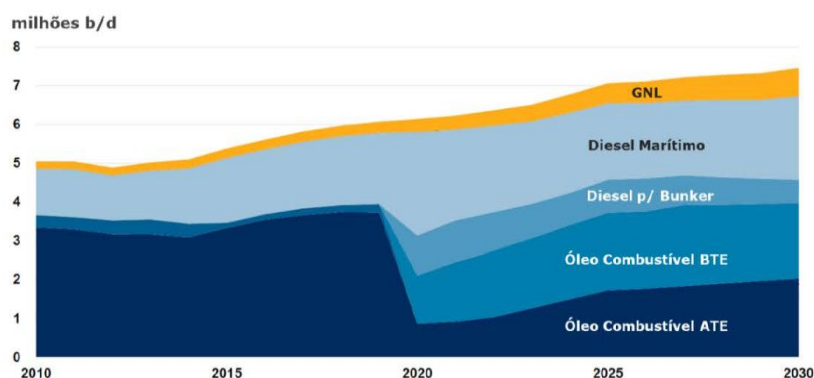


Gráfico 2 - Demanda mundial de *bunker* marítimo por tipo de combustível

Fonte: Adaptado de Platts (2019).

Para a elaboração das projeções de preços dos derivados no mercado internacional, apresentadas no Gráfico 3, utilizam-se como parâmetro as cotações no Golfo do México (USGC), que é um dos principais centros de refino do mundo. Além de ser uma grande região exportadora de derivados de petróleo, infere-se também se tornar um importante polo exportador de petróleo. As cotações obtidas no USGC são referência para o mundo, sendo especial para o Brasil, uma vez que uma parcela significativa da demanda nacional por derivados de petróleo é proveniente dos EUA.

³ EPE (2018b) contém mais detalhes sobre o funcionamento de refinarias.

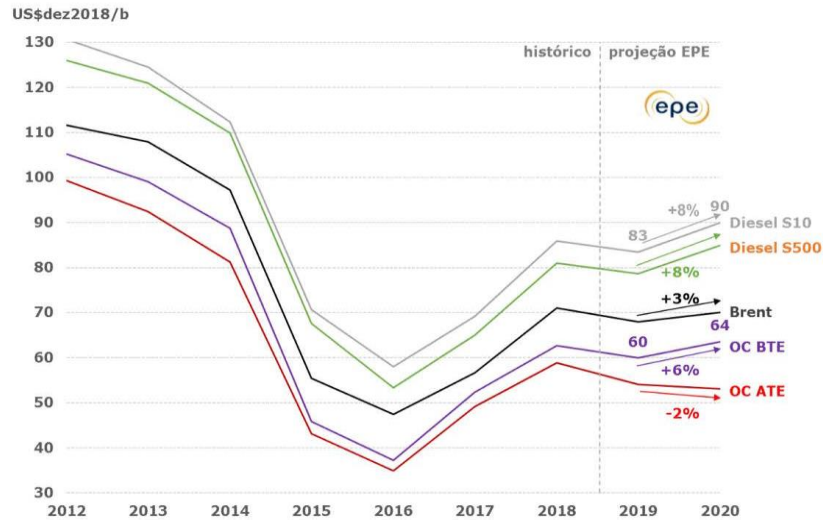


Gráfico 3 - Preços internacionais de petróleo e derivados

Fonte: EIA e Opec (histórico). EPE (projeção).

Nota: As cotações estão em valores constantes baseados no valor do US\$ em dezembro de 2018.

No curto prazo, estima-se que o óleo diesel S10⁴ deve se valorizar em relação ao petróleo Brent, mantendo o seu prêmio relativo ao S500. Projeta-se que o *spread* do óleo diesel S10 em relação ao Brent deve elevar-se do patamar de 21% registrado em 2018 para pouco menos de 30% em 2020. De forma similar, o prêmio do óleo diesel S500 em relação ao Brent aumenta de 14% em 2018 para mais de 20% em 2020. A valorização relativa do óleo diesel, indicada na Tabela 1, decorre, em parte, da norma IMO 2020.

Tabela 1 - Projeção do Brent e do óleo diesel USGC

Produto (US\$jul2019/b)	2018	2019	2020
Brent	70	67	70
Óleo Diesel S500 (USGC)	80	78	85

Fonte: EIA (2019) e Opec (2019) (dados históricos); EPE (projeções).

⁴ No Brasil, o diesel marítimo possui limite de 5.000 partes por milhão (ppm) de enxofre (0,5% em massa), enquanto o óleo diesel rodoviário é comercializado nos tipos S10 (10 ppm) e S500 (500 ppm). A legislação não permite que os setores agropecuário, industrial, comercial, público e ferroviário utilizem diesel com conteúdo de enxofre acima de 500 ppm. A legislação permite que o SIN e o SI utilizem o diesel com limite de 1.800 ppm no Brasil. Porém, a capacidade produtiva para a produção de diesel S1800 é limitada. Em função disso, e da maior disponibilidade de diesel com 10 ppm ou 200 ppm nos EUA, considera-se que os geradores do SI utilizam somente diesel S500 como seu combustível.

Contudo, à medida que *scrubbers*⁵ sejam instalados em navios, e que refinarias sejam adaptadas para o fornecimento de óleo combustível de baixo teor de enxofre, o prêmio pago ao óleo diesel deve ser gradualmente reduzido no mercado internacional. Dessa forma, espera-se um retorno gradual do *spread*, ao longo da década de 2020, aos resultados obtidos pelo modelo econométrico.

O comportamento esperado para os preços do OC BTE é similar ao projetado para óleo diesel. Estima-se um impacto positivo no preço relativo do óleo combustível com a implementação da IMO 2020, porém em menor magnitude do que àquele previsto para o diesel. Com isso, o preço relativo do OC BTE deve se elevar nos primeiros anos da projeção devido à restrição de refinarias em adequar o *bunker* ao teor máximo de enxofre de 0,5% no curto prazo. Espera-se que, ao longo da década de 2020, o preço relativo do OC BTE retorne ao prêmio histórico em relação ao Brent.

De forma contrária, o OC ATE apresenta uma diminuição relativa do seu preço em relação ao Brent com a entrada em vigor da IMO 2020. Isso se justifica pela redução da sua demanda no setor aquaviário e por restrições de capacidade de conversão no refino mundial.

Com a queda do preço relativo, o consumo do OC ATE deve ser gradualmente deslocado para aplicações industriais e para geração elétrica⁶. Ademais, a diminuição do preço relativo do OC ATE deve estimular investimentos em unidades de conversão no refino mundial, o que pode reduzir a oferta desse combustível no mercado internacional. Assim, projeta-se uma recuperação parcial do preço relativo do OC ATE vis-à-vis o do OC BTE no longo prazo.

2.1.3. Sazonalização do Preço Internacional do Óleo Diesel

Havendo a necessidade da CCEE proceder ao reembolso preliminar dos custos dos geradores com a compra de combustíveis mensalmente, efetuou-se a conversão dos preços do óleo diesel apresentados nas projeções de longo prazo da EPE, elaboradas em base anual, para uma base mensal. Para tanto, procedeu-se à análise da sazonalidade dos preços do óleo diesel S500 no USGC.

Ao calcular a diferença entre a média mensal e a anual ao longo dos anos, nota-se um prêmio e um desconto significativo para determinados meses. As diferenças mensais médias medidas entre 2002 e 2018 estão representadas no Gráfico 4.

⁵ *Scrubbers* são sistemas de tratamento de gases de exaustão de navios que permitem a redução das emissões de SO_x e material particulado.

⁶ A Arábia Saudita, recordista em geração termelétrica a partir de óleo combustível e petróleo, está construindo 10GW de capacidade adicional de geração termelétrica a partir de óleo combustível (MEES, 2019). Projeta-se que investimentos semelhantes ocorram em outros países à medida que o preço relativo desse combustível diminua.

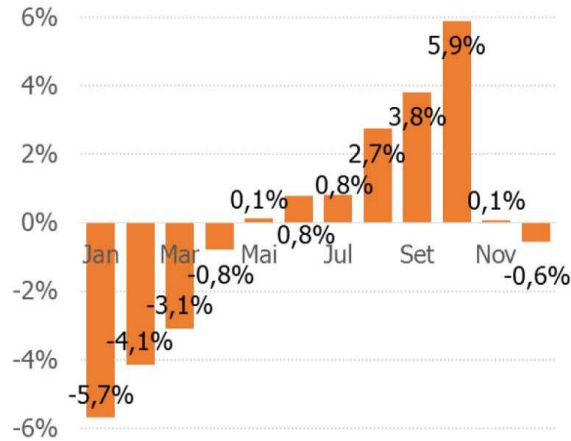


Gráfico 4 - Diferença entre a média mensal e a anual para o diesel 0,2% (USGC) entre 2002 e 2018

Fonte: Elaboração própria a partir de Opec (2019) e BLS (2019).

Porém, essa sazonalidade tem sofrido mudanças significativas ao longo dos anos. Historicamente, o diesel era relativamente mais barato durante o verão norte-americano, devido à elevada demanda de gasolina, e relativamente mais caro durante o inverno, em especial devido ao aumento da demanda por óleo combustível para calefação (*heating oil*). Com a revolução do *shale gas*, que se fortaleceu ao longo da última década, uma grande produção de gás natural derrubou os preços deste energético nos EUA, fazendo com que cada vez mais residências e indústrias migrassem do uso do óleo de calefação para o de gás natural. Além disso, as flutuações dos preços do petróleo alteraram de forma significativa o comportamento dos motoristas norte-americanos, e conseqüentemente a demanda por combustíveis.

Após a análise dos dados da série histórica, foram selecionados os valores mensais de 2010 a 2018 para o cálculo das médias mês a mês que melhor representassem as flutuações no preço do óleo diesel. Estes valores mensais utilizados para projetar o valor mensal do óleo diesel S500 USGC são apresentados no Gráfico 5.

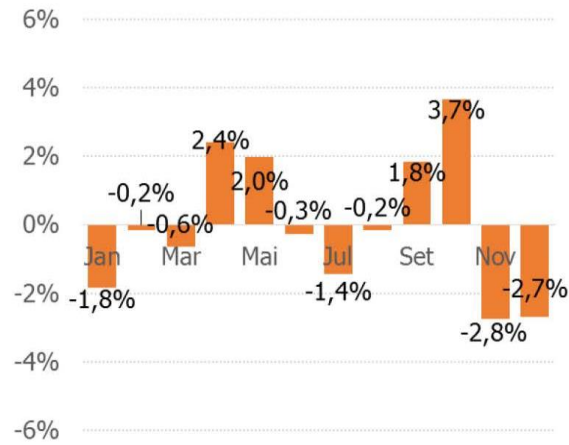


Gráfico 5 - Diferença entre a média mensal e a anual para o diesel 0,2% (USGC) entre 2010 e 2018

Fonte: Elaboração própria a partir de Opec (2019) e BLS (2019).

Aplicando-se a sazonalização à projeção anual do óleo diesel apresentada na subseção 2.1.2, encontra-se a seguinte projeção mensal para o óleo diesel S500 no USGC, conforme Tabela 2.

Tabela 2 - Projeção mensal do óleo diesel S500 USGC para o ano de 2020

Produto (US\$jul2019/b)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Óleo Diesel S500 (USGC)	85,7	86,0	84,4	85,7	84,1	83,5	82,5	83,6	86,5	88,0	82,6	82,6

Fonte: Elaboração própria.

2.2. Projeções dos Preços de Distribuição dos Derivados de Petróleo no Brasil

Como aludido anteriormente, as cotações do Golfo do México são utilizadas para balizar as projeções dos preços dos derivados no Brasil. Para o cálculo dos preços nacionais, considerando a paridade de importação⁷, devem ser observadas as cotações internacionais, os custos de frete e de desembarço alfandegário para internar o produto. Esses custos podem flutuar significativamente, dependendo do porto de recepção, do tipo de navio, da época do ano, da infraestrutura logística do terminal, e da necessidade de transbordo. Nesta nota técnica foram considerados custos de frete e de desembarço alfandegário da ordem de 5% do valor do produto, alinhados com valores obtidos em ANP (2018). Ademais, os preços foram convertidos para reais pelo câmbio PTAX médio dos primeiros sete meses de 2019, de R\$ 3,84/US\$ (BACEN, 2019).

Os preços de realização de refinarias e importadores ficaram acima da paridade durante alguns meses entre os anos de 2015 e 2017, como pode ser observado no Gráfico 6. Isso foi um dos motivos para o aumento das importações por outras empresas além da Petrobras. Ao longo de 2018, o preço de venda nacional de óleo diesel tendeu à paridade de importação. No princípio de 2019, apesar de variações significativas da margem em valores acima da paridade de importação, projeta-se que essa margem retorne para valores próximos de zero, mantendo-se em torno da paridade de importação ao longo de 2020.

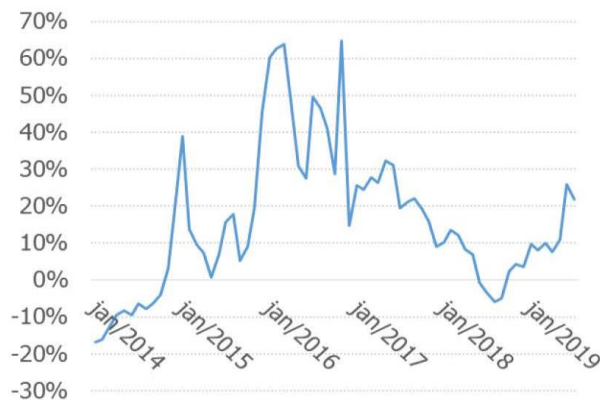


Gráfico 6 – Diferença entre preço de realização de óleo diesel S500 no Brasil e a paridade de importação

Fonte: Elaboração própria a partir de EIA (2019) e ANP (2019a).

⁷ A Política de Preços da Petrobras lançada em outubro de 2016 prevê a paridade com o mercado internacional, que inclui custos como o frete de navios, custos internos de transporte e taxas portuárias (PETROBRAS, 2016). Considera também a margem a ser praticada para remunerar riscos inerentes à operação, o lucro e os tributos. Em 2018, a ANP iniciou a publicação de uma referência de formação dos preços dos combustíveis no país, utilizando como base os valores divulgados pela S&P Global Platts, cujo objetivo é informar aos consumidores a média semanal dos preços de paridade de importação para a gasolina, o diesel, o querosene de aviação (QAV) e o GLP (ANP, 2018).

3. Tributos Federais

Outro importante componente do preço do óleo diesel no Brasil são os tributos federais. Devido à importância do diesel para a economia brasileira, especialmente pelo Brasil ter uma matriz de transportes com o modo rodoviário preponderante, estima-se que os tributos federais não devem aumentar no horizonte de análise. Portanto, projeta-se uma continuidade da carga de tributos federais em R\$ 0,35/l para o óleo diesel e R\$ 0,12/l para o óleo combustível (BRASIL, 2004).

4. ICMS

O tributo estadual tem papel relevante na formação de preço dos combustíveis. Apresenta como principal fato gerador a circulação de mercadorias entre estados ou dentro de um mesmo estado. Trata-se de um imposto sobre o valor agregado (Constituição Federal - Brasil, 1988), cuja alíquota pode variar por estado e por produto. Para este estudo serão adotadas as alíquotas em vigor em cada um dos estados que possuam geradores de eletricidade do SI, contemplados pela CCC. As alíquotas aplicadas por Unidade Federativa (UF) podem ser observadas na Figura 2.

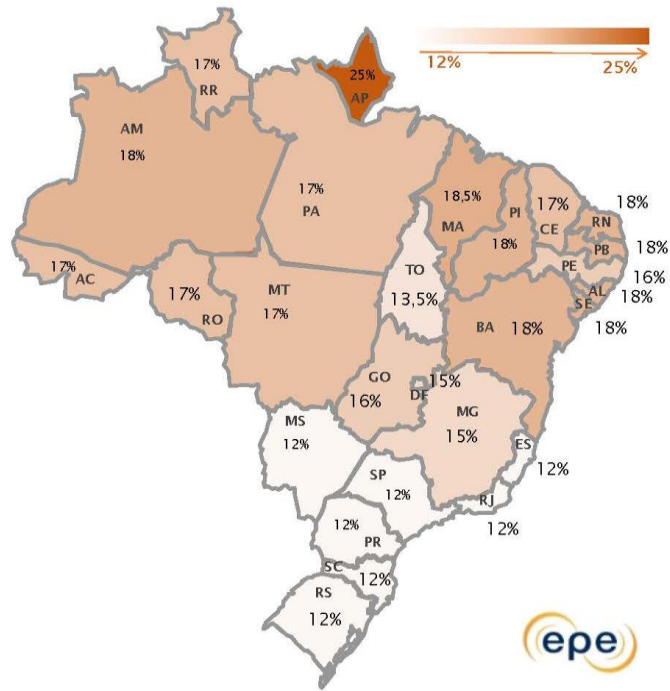


Figura 2 - Alíquotas de ICMS sobre óleo diesel

Fonte: Elaboração própria a partir de Confaz (2019a).

5. Preço do Biodiesel

Outro componente importante na composição do preço do diesel comercializado no Brasil é o preço do biodiesel. A adição mínima de biodiesel ao diesel comercializado no Brasil é de 11% desde 1º de setembro de 2019, e 12% a partir de março de 2020⁸. Nos últimos anos, o preço do biodiesel tem sido comercializado com um prêmio significativo sobre o preço de realização do diesel A produzido em refinarias ou importado, conforme Tabela 3.

Tabela 3 - Margem do preço do leilão do biodiesel sobre o preço de realização do diesel no Brasil

	2016	2017	2018	2019*	2016-18
Biodiesel/Diesel Total	49%	42%	28%	12%	37%

Fonte: ANP (2019a, 2019b) e Brasil (2004).
Nota: * Média dos primeiros sete meses de 2019.

Esse prêmio se reduziu significativamente a partir de março de 2019, havendo uma nova elevação no 68º leilão de biodiesel, realizado em julho de 2019. Projeta-se que essa margem reduzida entre março e julho tenha sido provocada por dadas condições específicas e conjunturais. Para a metodologia desenvolvida para a projeção do preço de biodiesel, considerou-se a margem média observada entre 2016 e 2018, de 37%, acima do preço de realização estimado para cada região.

6. Custos Logísticos

Conforme citado anteriormente, os custos logísticos são parcela relevante na constituição dos preços de referência apresentados pelos agentes no processo de contratação de soluções de suprimento de energia nos SI. De acordo com a Lei nº 12.111/2009, esta contratação ocorre por meio de leilão, através do qual os agentes interessados devem apresentar proposta contendo o seu preço de referência, em termos de reais por Megawatt-hora (R\$/MWh), calculado com base nos custos fixos e variáveis da sua solução de suprimento. A parcela “custo variável” do preço de referência deve considerar o valor do custo de combustível e dos tributos, além do custo da logística de suprimento do combustível às localidades (Plog), que está relacionada diretamente às dificuldades de acesso aos SI.

⁸ A Lei nº 13.033/2014 definiu no Art. 1º-B que “Após a realização [...] de testes e ensaios em motores que validem a utilização da mistura, é autorizada a adição de até 15%”. A mesma lei também alterou a Lei nº 9.478/1997, com o Art. 2º, inciso XI, concedendo ao CNPE a “atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a [...] XI - definir diretrizes para comercialização e uso de biodiesel e estabelecer, em caráter autorizativo, quantidade superior ao percentual de adição obrigatória fixado em lei específica”. Tendo em vista o disposto acima, o CNPE, no uso de suas atribuições, estabeleceu na Resolução CNPE nº 16/2018, um cronograma da adição obrigatória de biodiesel, indicando que o aumento do percentual de biodiesel na mistura com o diesel deva ser de 1% ao ano a partir de 2019, atingindo 15% em volume, em 2023. Depois de publicada a Resolução ANP nº 798/2019, que determina a obrigatoriedade de aditivação do biodiesel com antioxidante e estabelece novo limite de especificação da estabilidade à oxidação, foi fixado o teor mínimo de biodiesel de 11% a partir de 01/09/2019. Um maior detalhamento do processo pode ser consultado em MME (2019).

Ressalta-se que os valores de Plog declarados pelos agentes vendedores nos leilões do SI foram utilizados para a estimativa do custo final de óleo diesel nas usinas dos estados em que leilões já ocorreram (Amazonas, Amapá, Pará e Roraima). Considerando as datas distintas de realização dos leilões, houve a necessidade de atualização dos custos a partir da variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) até julho de 2019. Para os estados em que ainda não houve leilão (Mato Grosso e Pernambuco), esse custo de logística foi estimado de maneira específica, como detalhado nas seções seguintes.

É importante destacar a existência de uma relação direta entre a posição geográfica das localidades e dos rios da região Norte, na medida em que o modo hidroviário possui papel importante no transporte de combustível para atendimento aos SI. Deste modo, o transporte hidroviário tem o seu custo atrelado não só à distância em que as localidades se encontram do centro distribuidor, como também às condições de navegabilidade do rio e os períodos de seca, o que pode, em alguns casos, inviabilizar a movimentação de óleo diesel ou óleo combustível. Neste contexto, faz-se necessário prever estrutura de armazenamento de combustíveis nas localidades que podem vir a ser afetadas, considerando que o período de seca pode durar algumas semanas ou até mesmo meses.

7. Composição do Preço Final do Óleo Diesel

Considerando que os SI estão, em sua maioria, localizados na região Norte do país, em diferentes estados, faz-se necessária a regionalização dos preços dadas características distintas destes sistemas elétricos. Ressalta-se que, além dos itens já apresentados, outro componente do preço do diesel é a margem de distribuição, que também depende de condicionantes regionais. Sendo assim, a composição do preço final do óleo diesel será elaborada individualmente, para cada estado que hoje possui geradores contemplados pelo CCC.

7.1. Regionalização do Preço do Óleo Diesel

Para regionalizar as projeções, foram utilizados como referência os preços médios ponderados semanais praticados pelos produtores e importadores de derivados de petróleo publicados pela ANP (2019a). A partir dos preços do óleo diesel, subtraindo os tributos federais incidentes sobre este derivado, foram calculados os preços de realização de produtores e importadores no Brasil por região.

Ao longo do tempo, os preços regionais podem variar significativamente em relação à média brasileira, conforme pode ser observado na Tabela 3.

Tabela 4 - Diferença entre o preço de produtores e importadores regional e nacional

	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sul	Sudeste
2016	1,2%	-3,9%	5,4%	-1,4%	1,2%
2017	-6,4%	-6,9%	9,0%	-1,4%	3,4%
2018	-4,2%	-3,0%	7,1%	-0,5%	1,8%
2019*	-4,2%	-3,4%	5,7%	-0,8%	1,9%
Média 2016-19	-3,4%	-4,3%	6,8%	-1,0%	2,1%

Fonte: ANP (2019a).

Nota: * Média dos primeiros sete meses de 2019.

Para ilustrar essa variação, podemos analisar o comportamento do preço do óleo diesel na região Norte. De 2014 a 2016 ele foi superior à média brasileira. No entanto, desde 2017, o produto tem sido vendido com desconto, em grande medida devido a mudanças logísticas ocorridas na região. A existência do porto São Luís/Itaqui possibilita a importação de volumes significativos de óleo diesel diretamente dos EUA (Comex Stat, 2019), dada a proximidade com este país. Neste caso, a participação de outros entrantes potenciais, além da Petrobras, permite a promoção de uma nova dinâmica no mercado, com a possibilidade de queda nos preços.

Para fins de cálculo, foram eliminadas as influências regionais não mais observadas e o preço de realização de cada região foi estimado levando-se em conta a média da diferença entre cada região e o preço nacional entre os anos de 2016 e 2019.

Ressalta-se que os SI do Acre e de Rondônia são todos atendidos por Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIEs), cuja remuneração se dá pelos valores negociados em leilão, não havendo pagamento pelo óleo diesel consumido. Assim, não há necessidade de estimar o custo do combustível nesses estados.

7.1.1. Composição do Preço do Óleo Diesel no Amazonas (AM)

O ICMS sobre o diesel no estado do Amazonas permanece com uma alíquota de 18% desde janeiro de 2016, com valor anterior de 17% (Confaz, 2019a). Adota-se para a projeção a continuidade da alíquota de 18% no Estado do Amazonas em 2020. O Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz) publica mensalmente o preço médio ponderado ao consumidor final (PMPP) (Confaz, 2019b). Esse preço é utilizado para determinação da margem de valor agregada (MVA) percebida pelos distribuidores e revendedores. A MVA, o ICMS e o preço de realização são em seguida utilizados para calcular a base do ICMS⁹.

⁹ A MVA é uma metodologia intercambiável com a do PMPP, com base no preço de faturamento do produtor e objetivo de estimar o montante adicionado ao longo da cadeia de comercialização do produto, incluindo a margem cobrada por distribuidores e revendedores. O preço de aquisição do distribuidor é então calculado somando o preço de faturamento e o ICMS, e ponderando esse montante com o valor do biodiesel na proporção da mistura obrigatória. Para mais informações, consultar Cavalcanti (2011) e EPE (2019a).

O preço de faturamento do produtor é então calculado somando-se os preços de realização, os tributos federais e os tributos estaduais. O preço de aquisição das distribuidoras é obtido ponderando o preço de faturamento com o preço do biodiesel, com base no percentual de adição obrigatória do biocombustível ao óleo diesel.

A Figura 3 apresenta a distribuição dos SI no Amazonas e o Gráfico 7 ilustra a composição histórica do preço do diesel vendido neste estado, mostra a composição do preço da distribuidora¹⁰, e acrescenta os preços médios de revenda do estado¹¹, além do preço médio pago pelos geradores do SI no estado¹².

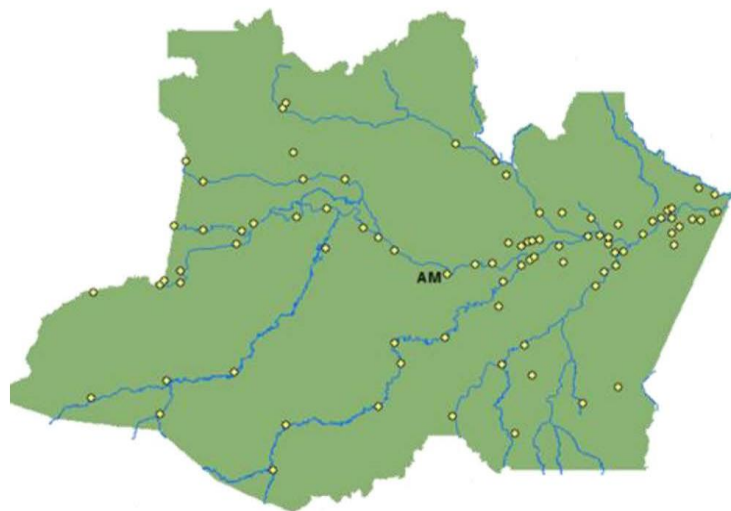


Figura 3 - Sistemas Isolados do Amazonas

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2018a).

¹⁰ A margem de distribuição é calculada subtraindo o preço de distribuição médio do estado (ANP, 2019c) do preço de aquisição do distribuidor explicado anteriormente.

¹¹ Publicado pela ANP (2019c).

¹² Gastos com combustíveis ressarcidos pela CCEE, obtidos através de CCEE (2019).

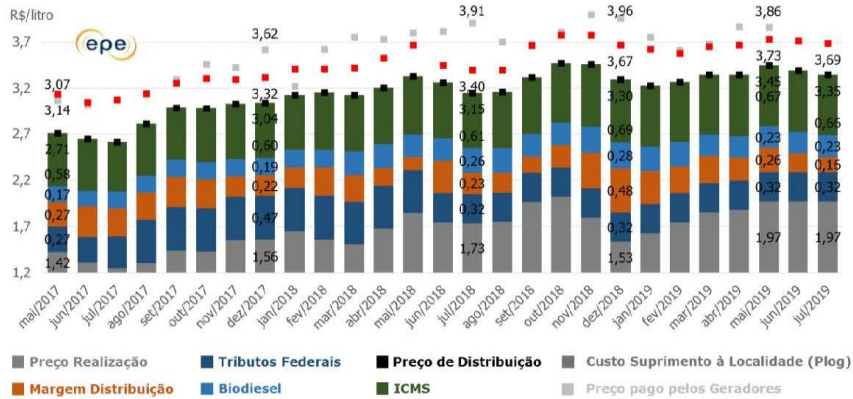


Gráfico 7 - Composição do preço do diesel no Amazonas

Fonte: Elaboração própria a partir de Brasil (2004), EIA (2019), Opec (2019), CCEE (2019) e ANP (2019a, 2019b, 2019c).

O preço pago pelos geradores do SI é calculado levando em conta o custo de transporte entre as bases de distribuição e o consumidor final, além da margem do transportador. No estado do Amazonas, a margem de revenda média observada entre 2016 e 2019 foi de R\$ 0,33/l. A diferença entre o preço pago pelos geradores e o preço de distribuição entre maio de 2017 e maio de 2019¹³ foi de R\$ 0,44/l, o que sugere que o custo de transporte até os geradores do SI seja superior ao custo médio de transporte dos revendedores do estado.

Para a projeção do preço do diesel a ser pago pelos geradores, adotou-se a média da MVA observada entre janeiro de 2016 e julho de 2019. Essa margem manteve-se praticamente constante ao longo dos últimos anos no estado do Amazonas, conforme Tabela 5.

Tabela 5 - MVA da venda de diesel no estado do Amazonas

	2016	2017	2018	2019*	2016-19
MVA	36%	47%	37%	39%	40%

Fonte: ANP (2019a, 2019b, 2019c), Brasil (2004) e Confaz (2019a, 2019b).

Nota: * Média dos primeiros sete meses de 2019.

Ademais, a parcela de custos associada à logística para levar o óleo diesel até as usinas foi estimada a partir dos resultados dos leilões de geração para os SI.

¹³ Período em que houve disponibilidade de dados.

Para o Amazonas, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) realizou o Leilão nº 02/2016, para contratação de PIEs, que serão responsáveis pela geração de energia elétrica em 86 localidades, divididos em 9 lotes, de acordo com a localização e característica de cada uma. Analisando a composição das parcelas formadoras dos preços de referência das propostas vencedoras foi possível observar que o custo médio da logística de suprimento – Plog, ponderado pela energia de cada lote, é de R\$ 0,40/l, referente a julho de 2019, atualizado pelo IPCA. Tal valor foi considerado para fins de cálculo do custo do óleo diesel para geração no estado do Amazonas.

O Gráfico 8 apresenta as projeções mensais da composição do preço final no estado.

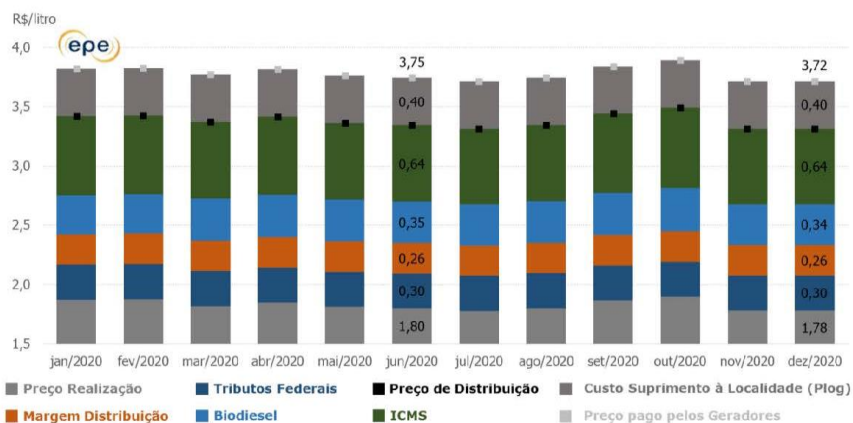


Gráfico 8 - Projeção do preço do diesel no Amazonas

Fonte: Elaboração própria a partir de Brasil (2004), EIA (2019), Opec (2019), CCEE (2019) e ANP (2019a, 2019b, 2019c).

7.1.2. Composição do Preço do Óleo Diesel no Amapá (AP)

Na área de concessão da Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) há dois Sistemas Isolados¹⁴: Oiapoque e Lourenço, como pode ser visto na Figura 4. O primeiro é atendido desde novembro de 2015 por PIE, contratado por meio do Leilão nº 1/2014¹⁵. A geração em Lourenço se dá por termelétrica, a óleo diesel.

¹⁴ Há ainda outras 27 localidades (EPE, 2018a) que contam com suprimento informal, ainda não reconhecido pela CCC e, por isso, não consideradas neste relatório.

¹⁵ Com a possibilidade de contratação de Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIEs), as distribuidoras com SI têm optado por essa modalidade nos leilões, transferindo a responsabilidade pela gestão de combustível e geração a estes agentes, que têm incentivos econômicos para serem eficientes e reduzirem o consumo de combustível. Com isso, as distribuidoras passam a focar em sua atividade principal (distribuição de energia elétrica).

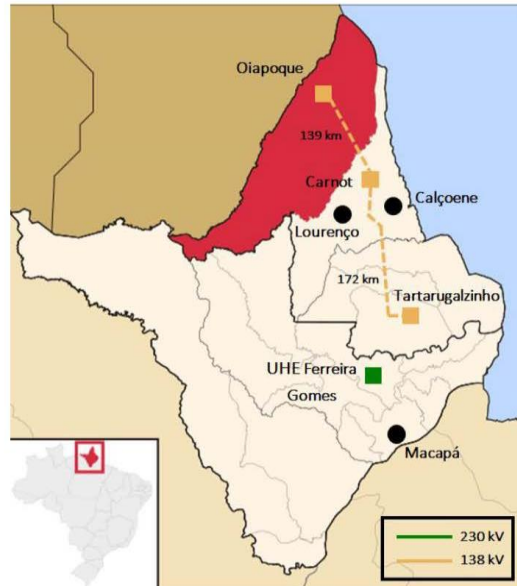


Figura 4 - Diagrama esquemático da localização das principais usinas do SI no Amapá

Fonte: EPE (2018c).

Em relação ao ICMS sobre o diesel no Amapá, cabe destacar que, de fevereiro de 2016 a maio de 2018, a alíquota era de 25%. Em junho de 2018, com a publicação do Decreto nº 2.072/2018, houve redução da base de cálculo do ICMS “nas operações internas com óleo diesel e lubrificantes, de forma que sua aplicação resulte numa carga tributária de 17%”, contudo, a partir de janeiro de 2019 retornou ao valor de 25% (Confaz, 2019a). A alíquota de ICMS adotada na projeção de preços do diesel para o estado do Amapá é de 25%.

Há que se destacar uma especificidade do estado do Amapá no âmbito tributário. Devido à considerável distância entre Oiapoque e Macapá, capital do estado, e da maior proximidade desse com a Guiana Francesa, determinou o Confaz: “Estado do Amapá autorizado a conceder isenção do ICMS nas operações de importação e subsequente saída interna de óleo diesel pela Petrobrás Distribuidora S/A destinado a Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA” “exclusivamente para geração de energia elétrica pela usina termoeletrica localizada no município do Oiapoque”. Essa isenção foi concedida em 2005, e sistematicamente prorrogada desde então, estando vigente até 31 de outubro de 2020 (Brasil, 2005). Contudo, desde a entrada em operação do PIE, a isenção referida não está sendo utilizada.

Além do Oiapoque, a localidade de Lourenço também se caracteriza como um SI, como pode ser visto na Figura 4. **Erro! Fonte de referência não encontrada.** Lourenço encontra-se entre as cidades de Macapá e Oiapoque, estando mais próxima de Oiapoque do que da capital. Desta forma, considerou-se aceitável utilizar o mesmo valor de custo de logística de combustível obtida no leilão do Oiapoque para Lourenço, ou seja, R\$ 0,49/l.

O Gráfico 9 ilustra a composição histórica do preço do diesel vendido no estado do Amapá, além dos preços médios de revenda e dos preços médios pagos pela UTE Oiapoque¹⁶.

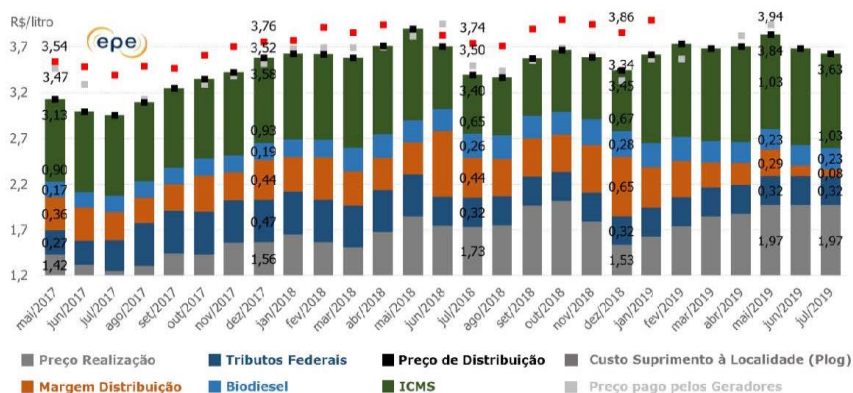


Gráfico 9 - Composição do preço do diesel no Amapá

Fonte: Elaboração própria a partir de Brasil (2004), EIA (2019), Opec (2019), CCEE (2019) e ANP (2019a, 2019b, 2019c).

A partir de dados históricos do estado do Amapá, é possível observar que a margem de revenda média observada entre 2016 e 2019 foi de R\$ 0,34/l. A diferença entre o preço pago pelos geradores e o preço de distribuição entre maio de 2017 e maio de 2019¹⁷ foi de R\$ 0,04/l.

Para a estimativa de custos logísticos para transporte do óleo diesel até Lourenço, utilizou-se o resultado de processo licitatório supracitado de Oiapoque, cujo proponente vencedor apresentou em sua proposta o custo logístico de suprimento do combustível (Plog) no valor de R\$ 0,49/l (atualizado para julho de 2019).

Para o MVA, conforme explicitado anteriormente, utilizou-se a média da MVA observada entre janeiro de 2016 e julho de 2019, de 32%, como pode ser observado na Tabela 6.

¹⁶ Embora não fosse necessário, o PIE encaminhou à CCEE algumas notas fiscais de aquisição de óleo diesel, que também foram consideradas na presente análise para fins de comparação.

¹⁷ Período em que houve disponibilidade de dados.

Tabela 6 - MVA da venda de diesel no estado do Amapá

	2016	2017	2018	2019*	2016-19
MVA	29%	38%	32%	27%	32%

Fonte: ANP (2019a, 2019b, 2019c), Brasil (2004) e Confaz (2019a, 2019b).
 Nota: * Média dos primeiros sete meses de 2019.

O resultado para o preço final pode ser observado no Gráfico 10. Devido à incerteza quanto à não adição obrigatória de biodiesel¹⁸, à proximidade do preço pago pela UTE Oiapoque do preço médio de distribuição do Estado do AP, apresenta-se a projeção do preço de distribuição do Estado. Para estimar o custo de combustível para, por exemplo, a UTE Oiapoque, é suficiente adicionar o custo logístico apresentado anteriormente, e retirar o custo do biodiesel.

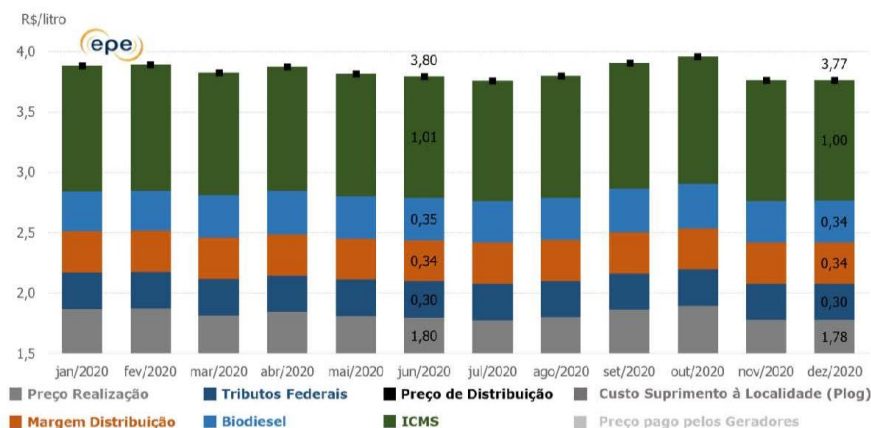


Gráfico 10 - Projeção do preço do diesel no Amapá

Fonte: Elaboração própria a partir de Brasil (2004), EIA (2019), Opec (2019), CCEE (2019) e ANP (2019a, 2019b, 2019c).

7.1.3. Composição do Preço do Óleo Diesel no Mato Grosso (MT)

O ICMS sobre o óleo diesel no estado do Mato Grosso apresenta alíquota de 17% (Confaz, 2019a). Para este estudo, projeta-se a continuidade da alíquota de 17% no estado em 2020.

A composição histórica do preço do diesel vendido no Mato Grosso, além dos preços médios de revenda e dos preços médios pagos pelos geradores do SI no estado são apresentados no Gráfico 11.

¹⁸ Segundo CCEE (2019), a UTE Oiapoque comprou, entre maio de 2017 e maio de 2019, óleo diesel A, sem adição de biodiesel, do distribuidor Ypiranga.

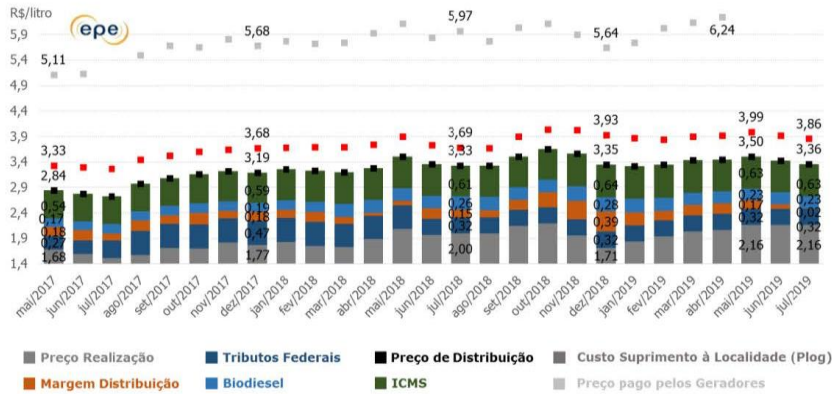


Gráfico 11 - Composição do preço do diesel no Mato Grosso

Fonte: Elaboração própria a partir de Brasil (2004), EIA (2019), Opec (2019), CCEE (2019) e ANP (2019a, 2019b, 2019c).

No estado, a margem de revenda média observada entre 2016 e 2019 foi de R\$ 0,44/l. A diferença entre o preço pago pelos geradores e o preço de distribuição entre maio de 2017 e abril de 2019¹⁹, foi de R\$ 2,54/l. Destaca-se que o SI que mais consome óleo diesel no estado do MT é o município de Colniza, localizado na divisa com o Amazonas. Este município não é acessível pelo modo hidroviário, sendo o abastecimento de óleo diesel feito por caminhões, o que pode explicar a elevada diferença entre o preço pago pelos geradores e o da distribuição (R\$ 2,54/l), dadas as distâncias da localidade às principais rodovias do estado. Para a estimativa de custos logísticos para transporte do óleo diesel até os SI no Mato Grosso adotou-se o valor supracitado.

Ademais, para a projeção, utilizou-se a média da MVA observada entre janeiro de 2016 e julho de 2019, como pode ser observado na Tabela 7. Como não houve leilão no estado não se obteve custos logísticos mais atualizados.

Tabela 7 - MVA da venda de diesel no estado do Mato Grosso

	2016	2017	2018	2019*	2016-19
MVA	29%	33%	30%	31%	31%

Fonte: ANP (2019a, 2019b, 2019c), Brasil (2004) e Confaz (2019a, 2019b).

Nota: * Média dos primeiros sete meses de 2019.

Reunindo as premissas acima discutidas, obtemos a projeção para o preço final no Estado pode ser observado no Gráfico 12.

¹⁹ Período em que houve disponibilidade de dados.

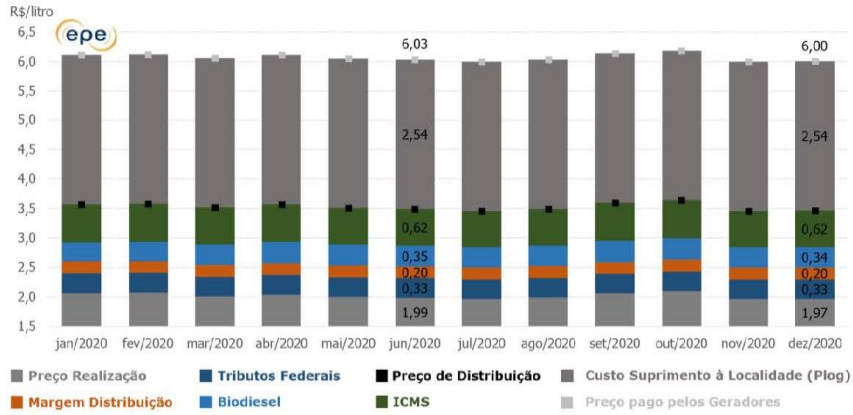


Gráfico 12 - Projeção do preço do diesel no Mato Grosso

Fonte: Elaboração própria a partir de Brasil (2004), EIA (2019), Opec (2019), CCEE (2019) e ANP (2019a, 2019b, 2019c).

7.1.4. Composição do Preço do Óleo Diesel no Pará (PA)

Assim como o estado do Mato Grosso, o ICMS sobre o óleo diesel no estado do Pará apresenta alíquota de 17% (Confaz, 2019a). Para este estudo, projeta-se a manutenção da alíquota neste valor em 2020.

O Gráfico 13 ilustra a composição histórica do preço do diesel vendido no estado do Pará, além dos preços médios de revenda e dos preços médios pagos pelos geradores do SI no estado.

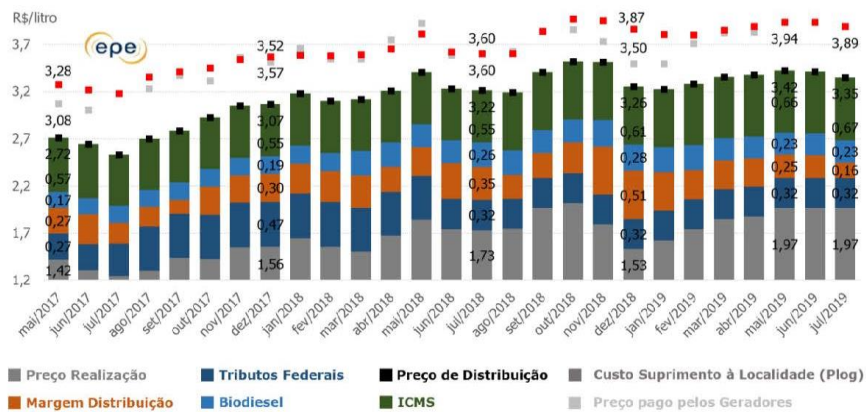


Gráfico 13 - Composição do preço do diesel no Pará

Fonte: Elaboração própria a partir de Brasil (2004), EIA (2019), Opec (2019), CCEE (2019) e ANP (2019a, 2019b, 2019c).

No estado do Pará, a margem de revenda média observada entre 2016 e 2019 foi de R\$ 0,49/l. A diferença entre o preço pago pelos geradores e o preço de distribuição, entre maio de 2017 e abril de 2019²⁰, foi de R\$ 0,42/l, o que sugere que o custo de transporte até os geradores do SI seja inferior ao custo médio de transporte dos revendedores do estado.

Assim como para o Amazonas, o Leilão n° 02/2016 teve um lote destinado aos SI da distribuidora Celpa, do Pará, com o Plog fazendo parte da composição do preço de referência. A proposta vencedora apresentou valor da parcela de logística de transporte do combustível de R\$ 0,76/l, atualizado para julho de 2019. Percebe-se que tal valor é bastante superior ao estimado acima. A título de comparação, o Plog declarado pelo segundo colocado no leilão foi de R\$ 0,57/l, já atualizado para a mesma data-base. Ressalta-se que a maior parte dos SI na área de concessão da Celpa, dispersos pelo estado do Pará, são atendidos por PIE. As localidades Alcoa Beneficiamento e Alcoa Porto, no município de Juruti, e o SI do município de Almeirim, têm seus combustíveis reembolsados pelo CCEE. Como ambos esses municípios estão localizados nas principais vias lacustres do estado, é razoável admitir que a logística de suprimento de combustível para estas é mais simples que as da Celpa, sendo comparável à de alguns sistemas do Amazonas. Isso é novamente reforçado pelo fato do custo de transporte para essas usinas ser inferior à margem de revenda do estado. Por essa razão, considerou-se como custo logístico para reembolso da CCEE a estimativa supracitada, de R\$ 0,42/l, para esses dois SI do Pará.

Para a projeção, utilizou-se a média da MVA observada entre janeiro de 2016 e julho de 2019. Essa margem tem se mostrado relativamente constante no estado de do Pará ao longo dos últimos anos, conforme Tabela 8.

Tabela 8 - MVA da venda de diesel no estado do Pará

	2016	2017	2018	2019*	2016-19
MVA	42%	54%	34%	46%	44%

Fonte: ANP (2019a, 2019b, 2019c), Brasil (2004) e Confaz (2019a, 2019b).

Nota: * Média dos primeiros sete meses de 2019.

A projeção do preço final para o estado do Pará está ilustrada no Gráfico 14.

²⁰ Período em que houve disponibilidade de dados.

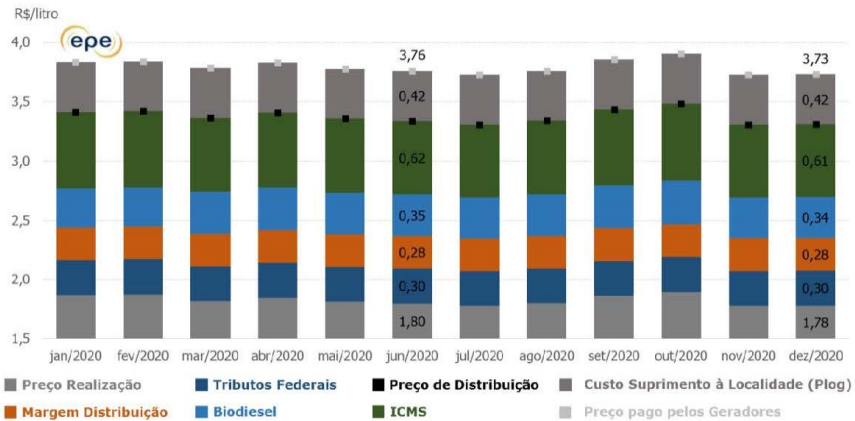


Gráfico 14 - Projeção do preço do diesel no Pará

Fonte: Elaboração própria a partir de Brasil (2004), EIA (2019), Opec (2019), CCEE (2019) e ANP (2019a, 2019b, 2019c).

7.1.5. Composição do Preço do Óleo Diesel em Pernambuco (PE)

No estado de Pernambuco, o ICMS sobre o óleo diesel apresenta, desde 2016, alíquota de 18% (Confaz, 2019a). Neste estudo, projeta-se a continuidade da alíquota de 18% no estado em 2020.

O Gráfico 15 ilustra a composição histórica do preço do diesel vendido no estado de Pernambuco, além dos preços médios de revenda e dos preços médios pagos pelos geradores do SI no estado.

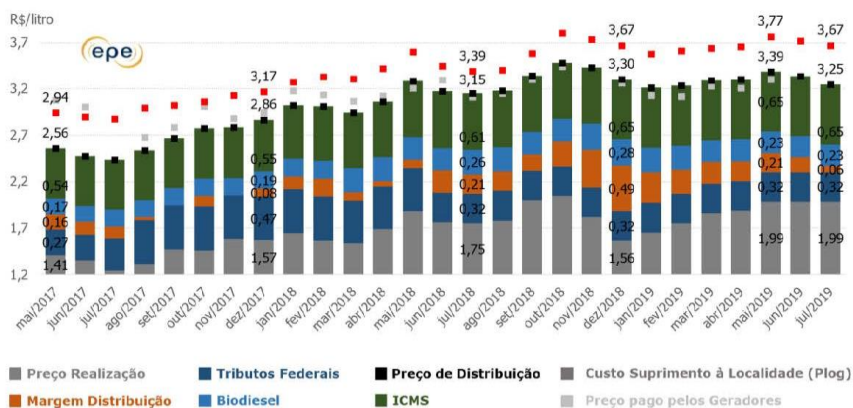


Gráfico 15 - Composição do preço do diesel em Pernambuco

Fonte: Elaboração própria a partir de Brasil (2004), EIA (2019), Opec (2019), CCEE (2019) e ANP (2019a, 2019b, 2019c).

A margem de revenda média observada entre 2016 e 2019 foi de R\$ 0,34/l. A diferença entre o preço pago pelos geradores do SI e o preço de distribuição entre maio de 2017 e maio de 2019²¹ foi de R\$ 0,06/l. O valor calculado para abastecimento de Fernando de Noronha, único SI do Estado, apresentou-se inferior aos obtidos para outros estados do SI. Tal valor não se mostra compatível com a lógica de maiores custos logísticos para atendimento a uma ilha distante da costa. Entretanto, segundo a Celpe, distribuidora do estado de Pernambuco, os custos para abastecimento de Fernando de Noronha apresentam valores bem superiores, variando entre R\$ 2,00/l e R\$ 2,08/l²². No entanto, esse custo logístico não integra o valor do combustível considerado para reembolso da geração do sistema pelo CCC. Por isso, dado o objetivo do presente estudo de subsidiar a elaboração do orçamento do CCC para o ano de 2020, o custo logístico não foi utilizado na projeção.

Ademais, utilizou-se a média da MVA observada entre janeiro de 2016 e julho de 2019. Essa margem foi relativamente estável no estado de Pernambuco ao longo dos últimos anos, e projeta-se uma continuidade do nível observado recentemente.

Tabela 9 - MVA da venda de diesel no estado de Pernambuco

	2016	2017	2018	2019*	2016-19
MVA	36%	38%	30%	35%	35%

Fonte: ANP (2019a, 2019b, 2019c), Brasil (2004) e Confaz (2019a, 2019b).

Nota: * Média dos primeiros sete meses de 2019.

²¹ Período em que houve disponibilidade de dados.

²² Segundo CELPE (2019), o frete marítimo para a Ilha de Fernando de Noronha custa em torno de R\$ 1,90/l, em especial devido à dificuldade de atracação em mar aberto, e às precauções adotadas para evitar vazamentos. Além disso, o frete terrestre na ilha pode chegar a R\$ 0,18/l.

O preço final projetado pode ser observado no Gráfico 16.

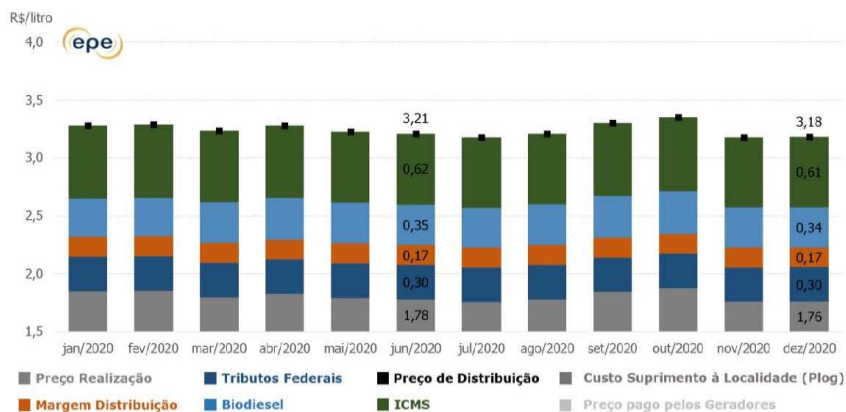


Gráfico 16 - Projeção do preço do diesel em Pernambuco

Fonte: Elaboração própria a partir de Brasil (2004), EIA (2019), Opec (2019), CCEE (2019) e ANP (2019a, 2019b, 2019c).
 Nota: O custo de suprimento do combustível para Fernando de Noronha consta como nulo a pedido da CCEE, que trata o preço do combustível e o preço do frete separadamente.

7.1.6. Composição do Preço do Óleo Diesel em Roraima (RR)

O ICMS sobre o diesel no estado de Roraima apresenta uma alíquota de 17% (Confaz, 2019a). Neste estudo, assume-se a manutenção deste valor em 2020.

A composição histórica do preço do diesel vendido no estado de Roraima pode ser observada no Gráfico 17 que ilustra os preços médios de revenda e os preços médios pagos pelos geradores do SI no estado.

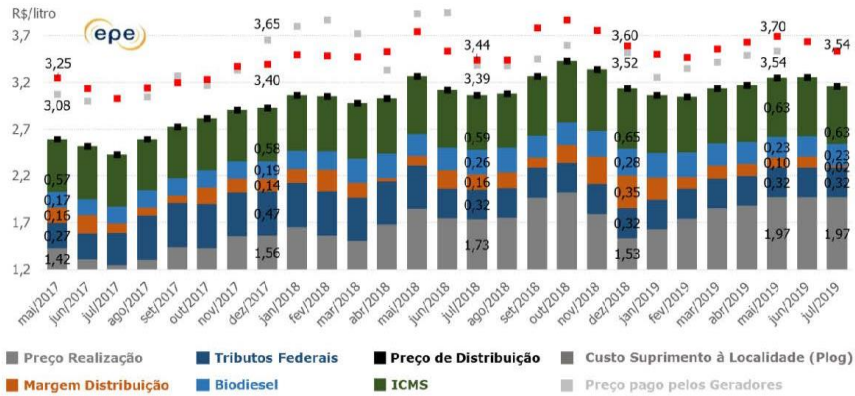


Gráfico 17 - Composição do preço do diesel em Roraima

Fonte: Elaboração própria a partir de Brasil (2004), EIA (2019), Opec (2019), CCEE (2019) e ANP (2019a, 2019b, 2019c).

Em Roraima, a margem de revenda média observada entre 2016 e 2019 foi de R\$ 0,45/l. A diferença entre o preço pago pelos geradores do SI e o preço de distribuição entre maio de 2017 e maio de 2019²³ foi de R\$ 0,42/l. Ressalta-se que a maior parte da geração está concentrada nas proximidades de Boa Vista, o que aumenta a escala do fornecimento de combustíveis para todos os geradores.

Na estimativa do custo logístico (Plog), considerou-se o lance do único projeto de usina a diesel vencedor do Leilão nº 01/2019, para atendimento à Boa Vista e localidades a ela conectadas no valor de R\$ 0,24/l, atualizado para julho de 2019. Entende-se, porém, que tal valor é válido para a região de Boa Vista, enquanto para as demais localidades do estado, com acesso mais complexo, considerou-se a estimativa supracitada, de R\$ 0,42/l.

Finalmente, para a projeção, utilizou-se a média da MVA observada entre janeiro de 2016 e julho de 2019, conforme Tabela 10.

Tabela 10 - MVA da venda de diesel no estado de Roraima

	2016	2017	2018	2019*	2016-19
MVA	42%	54%	43%	39%	45%

Fonte: ANP (2019a, 2019b, 2019c), Brasil (2004) e Confaz (2019a, 2019b).

Nota: * Média dos primeiros sete meses de 2019.

A projeção do preço do diesel ao longo de 2020 pode ser observada no Gráfico 18.

²³ Período em que houve disponibilidade de dados.

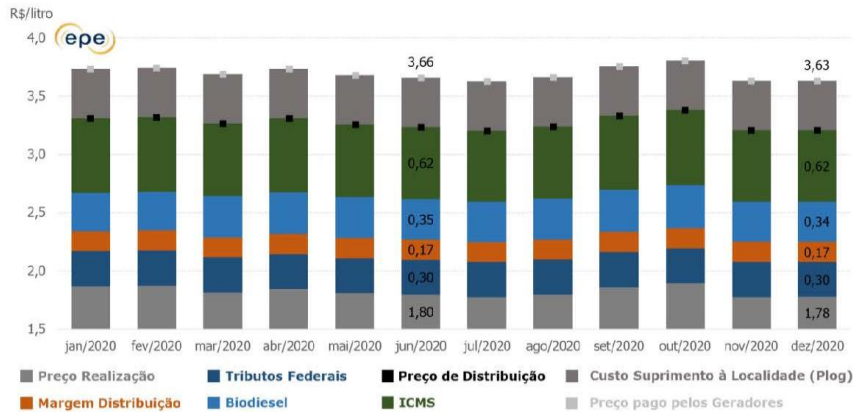


Gráfico 18 - Projeção do preço do diesel em Roraima

Fonte: Elaboração própria a partir de Brasil (2004), EIA (2019), Opec (2019), CCEE (2019) e ANP (2019a, 2019b, 2019c).

8. Composição do Preço do Óleo Combustível

A composição do preço do óleo combustível²⁴, derivado utilizado em alguns SI no estado do Amazonas, é construído de forma similar ao preço do óleo diesel. Como explicado anteriormente, as cotações do Golfo do México são utilizadas para balizar as projeções dos preços dos derivados no Brasil e convertidos para reais pelo câmbio PTAX médio dos primeiros sete meses de 2019.

Utilizando o valor de 5% de custos de internação (considerados os custos de frete e seguros) como média para o Brasil sobre o preço do Golfo do México, calcula-se a paridade. Consta-se que os preços de realização de refinarias e importadores ficaram acima da paridade durante todos os meses entre os anos de 2015 e 2017. Diferentemente dos preços do óleo diesel, o preço de venda nacional de óleo combustível não se aproximou da paridade. Projeta-se uma continuidade da margem histórica de 28% em média dos preços nacionais de realização frente aos preços do óleo combustível com alto teor de enxofre vendido nos USGC²⁵.

Sobre os tributos federais, considerou-se a continuidade dos tributos atualmente incidentes sobre o óleo combustível, de R\$ 0,119/l (BRASIL, 2004). Quanto aos tributos estaduais, as Unidades Federativas não cobram alíquotas específicas sobre a venda de óleo combustível. Como a alíquota geral de 18% incide sobre a venda de óleo combustível, e essa alíquota tem se mantido praticamente constante para o estado do Amazonas, adotou-se uma continuidade da alíquota de 18% sobre a venda de óleo combustível em 2020.

²⁴ Considerou-se o óleo combustível tipo 1 (OCA1) como o óleo combustível utilizado por geradores de energia. O OCA1 consiste de óleos de maior teor de enxofre e menor viscosidade.

²⁵ Considerou-se o óleo combustível com alto teor de enxofre (3% de enxofre) comercializado no USGC.

O preço final do óleo combustível não pode ser calculado da mesma forma que o do óleo diesel, pela indisponibilidade dos preços na distribuição e ausência de revenda. Dada esta condição, foram utilizados os preços e os tributos declarados pelos operadores dos SI no Amazonas para estimar a margem para levar o combustível das refinarias até o gerador do SI.

O Gráfico 19 ilustra a composição histórica do preço do óleo combustível pago pelos geradores no estado do Amazonas.

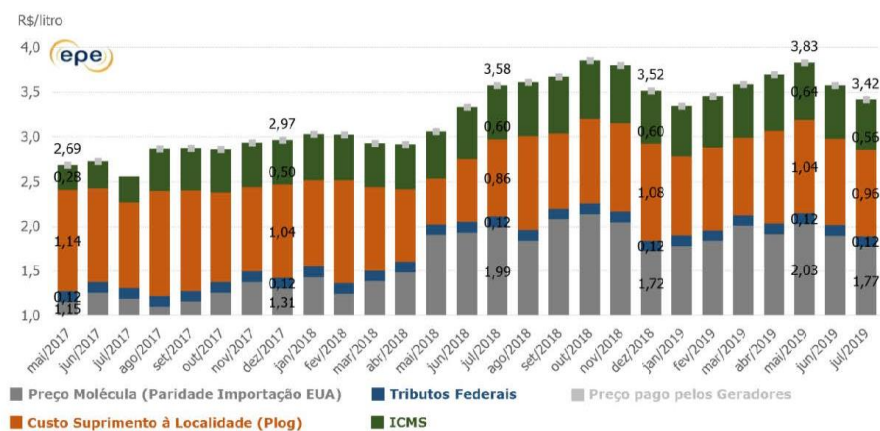


Gráfico 19 - Composição do preço do óleo combustível no Amazonas

Fonte: Elaboração própria a partir de Brasil (2004), EIA (2019), Opec (2019), CCEE (2019) e ANP (2019a, 2019b, 2019c).

O preço pago pelos geradores do SI é calculado levando em conta o custo de transporte entre as bases de distribuição e o gerador, além da margem do transportador. Para a projeção, utilizou-se a margem média observada entre 2016 e 2019. No Gráfico 20 estão as projeções com sua respectiva composição.

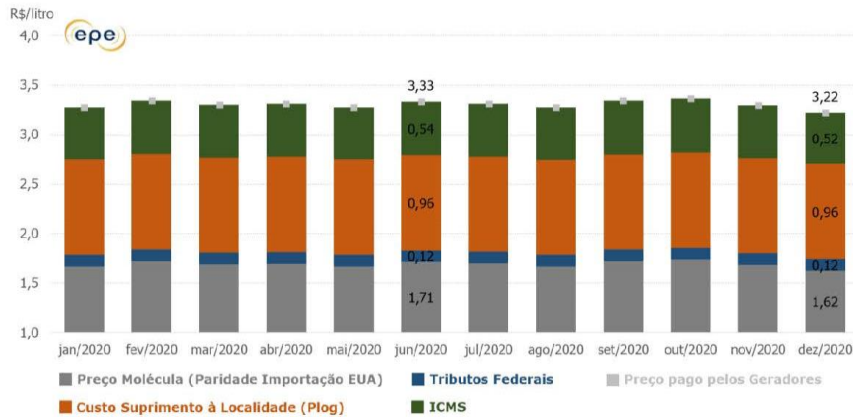


Gráfico 20 - Projeção do preço do óleo combustível no Amazonas

Fonte: Elaboração própria a partir de Brasil (2004), EIA (2019), Opec (2019), CCEE (2019) e ANP (2019a, 2019b, 2019c).

9. Considerações Finais

A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) é um encargo fundamental usado para cobrir a diferença entre o custo de geração nos Sistemas Isolados (SI) e o custo médio da energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR médio) do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Devido à importância do custo desses combustíveis no custo total da geração, o presente estudo foi elaborado para analisar a composição dos preços dos combustíveis líquidos utilizados na geração dos SI e projetar os preços dos combustíveis líquidos em 2020, a fim de auxiliar a CCEE na elaboração do orçamento do CCC para o ano indicado.

A formação do preço do combustível inicia com a precificação do petróleo. A continuidade do crescimento da demanda mundial, e a entrada em vigor de restrições da IMO 2020 a emissões navais, devem fazer com que as cotações do petróleo se elevem um pouco frente aos níveis observados em 2019.

Preços dos derivados de petróleo tendem a acompanhar as variações nos preços do petróleo. No entanto, em 2020, são esperadas variações significativas nos preços relativos entre os diferentes derivados, e entre cada derivado e o preço do petróleo. A substituição de óleo combustível marítimo por um combustível que atenda aos novos limites de emissões deve aumentar a demanda por óleo combustível com baixo teor de enxofre e por óleo diesel, reduzindo a demanda por óleo combustível com alto teor de enxofre. Conseqüentemente, são esperados aumentos dos preços do óleo diesel em 2020 proporcionalmente superiores aos aumentos projetados para o petróleo.

Para a projeção dos preços dos combustíveis utilizou-se metodologia de estimativa de sazonalidade/segregação em base mensal. Ademais, foram consideradas as especificidades regionais para elaborar as projeções de preços de combustíveis para cada um dos estados com localidades pertencentes ao SI. Analisou-se o histórico da tributação estadual de cada Unidade Federativa (UF), e foram efetuados estudos detalhados dos custos logísticos de cada SI, a partir de informações disponibilizadas pela CCEE e da base de dados dos leilões de energia realizados. Os resultados das projeções podem ser consultados na Tabela 11.

Tabela 11 - Preços finais do óleo combustível e óleo diesel projetados para os geradores do SI por UF em 2020

Tipo Combustível	Óleo Combustível	Óleo Diesel					
		AM	AP	MT	PA	PE	RR
Jan/2020	3,28	3,82	3,88	6,12	3,83	3,28	3,73
Fev/2020	3,35	3,83	3,89	6,12	3,84	3,29	3,74
Mar/2020	3,30	3,77	3,83	6,06	3,79	3,24	3,69
Abr/2020	3,31	3,82	3,88	6,11	3,83	3,28	3,73
Mai/2020	3,28	3,77	3,82	6,06	3,78	3,23	3,68
Jun/2020	3,33	3,75	3,80	6,03	3,76	3,21	3,66
Jul/2020	3,31	3,71	3,76	6,00	3,73	3,18	3,63
Ago/2020	3,27	3,75	3,80	6,04	3,76	3,21	3,66
Set/2020	3,34	3,84	3,90	6,14	3,85	3,31	3,75
Out/2020	3,37	3,89	3,96	6,19	3,90	3,36	3,80
Nov/2020	3,29	3,72	3,76	6,00	3,73	3,18	3,63
Dez/2020	3,22	3,72	3,77	6,00	3,73	3,18	3,63

Fonte: Elaboração própria.

É possível observar um aumento dos preços dos combustíveis comparativamente aos valores praticados nos primeiros sete meses de 2019, em especial, devido à estimativa de elevação da cotação do petróleo Brent e da possibilidade de aumento relativo dos preços do óleo diesel em função da entrada em vigor da norma estabelecida pela IMO. O contrário pode ser observado no óleo combustível, uma vez que a demanda mundial por este derivado deve decrescer devido à entrada da referida norma, havendo redução de seus preços.

Ressalta-se que as projeções de preços de combustíveis apresentadas estão sujeitas a uma série de incertezas exógenas, como a dimensão do impacto nos preços da implementação da IMO 2020, a variação da demanda global de petróleo e seus derivados, a continuidade dos cortes pela Opep+ e o aumento da produção mundial de petróleo. Além disso, também existem incertezas endógenas, em especial em um cenário de alta do preço do óleo diesel, que pode promover o aumento dos custos logísticos, fazendo com que os valores estimados sejam subestimados.



Por fim, destaca-se a importância da elaboração deste documento no sentido de apresentar uma projeção de preços de combustíveis que irá subsidiar as ações da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) na gestão dos recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e como informativo para a sociedade.

Referências

- 1) ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (2018). *Referência para precificação de combustíveis*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/precos-e-defesa-da-concorrencia/precos/referencia-para-precificacao-de-combustiveis>. Acesso em 11 set. 2019.
- 2) ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2019a). *Preços de produtores e importadores de derivados de petróleo*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/precos-e-defesa-da-concorrencia/precos/precos-de-produtores>. Acesso em 30 ago. 2019.
- 3) _____. (2019b). *Resultados dos leilões*. Disponível em <http://www.anp.gov.br/distribuicao-e-revenda/leiloes-de-biodiesel/leiloes-de-biodiesel-interna?view=default>. Acesso em 30 ago. 2019.
- 4) _____. (2019c). *Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/precos-e-defesa-da-concorrencia/precos/levantamento-de-precos>. Acesso em 30 ago. 2019.
- 5) BACEN. BANCO CENTRAL DO BRASIL, (2019). *Cotações e Boletins*. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/acesoinformacao/legado?url=https:%2F%2Fwww4.bcb.gov.br%2Fpec%2Ftaxas%2Fport%2Fptaxnpeq.asp%3Fid%3Dtxcotacao>. Acesso em 26 ago. 2019.
- 6) BLS. BUREAU OF LABOR STATISTICS, (2019). *PPI Commodity Data*. Disponível em: <https://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?wp>. Acesso em 16 ago. 2019.
- 7) BRASIL, (2004). *Decreto nº 5.059, de 30 de abril de 2004*. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 30 abr. 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5059.htm.
- 8) _____. (2005). Confaz. Convênio ICMS 170/05. Ratificado pelo Ato Declaratório nº 01/06/2006. Disponível em: <http://app1.sefaz.mt.gov.br/Sistema/legislacao/legislacaotribut.nsf/07fa81bed2760c6b84256710004d3940/739c044bc3ce1637042570fb00589d3c?OpenDocument>.
- 9) CAVALCANTI, M. (2011). *Tributação Relativa Etanol-Gasolina no Brasil: Competitividade dos Combustíveis, Arrecadação do Estado e Internalização de Custos de Carbono*. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE). Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, março de 2011. Disponível em: http://objdig.ufrj.br/60/teses/coppe_d/MarceloCastelloBrancoCavalcanti.pdf.
- 10) CELPE, (2019). *Custos logísticos para abastecimento do combustível do SI de Fernando de Noronha*. Comunicação telefônica direta com a Celpe realizada no dia 30 ago. 2019.
- 11) COMEX STAT, (2019). *Estatísticas*. Disponível em <http://comexstat.mdic.gov.br/pt/home>.
- 12) CONFAZ. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, (2019a). *Aliquotas e redução de base de cálculo dos combustíveis*. Comunicação direta com o Confaz. Arquivo recebido em 30 mai. 2019
- 13) _____. (2019b). ATOS COTEPE/PMPF. Disponível em <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/atos-pmpf>. Acesso em 15 ago. 2019.
- 14) CCCE. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, (2017). *Relatório Orçamento da Contas Setoriais 2018 – CDE/RGR/CCC*. Publicado em 25 out. 2017. Disponível em: http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_505032. Acesso em 28 ago. 2019.
- 15) _____. (2018). *Procedimentos de Contas Setoriais. Módulo 2 – Conta de Consumo de Combustíveis – CCC*. Publicado em 10 jul. 2018. Disponível em: http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_640154. Acesso em 28 ago. 2019.
- 16) _____. (2019). *Notas fiscais de compra de combustíveis dos geradores para recebimento de reembolso pelo CCC*. Comunicação direta com a CCEE. Arquivo recebido em 06 jun. 2019.
- 17) EIA. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, (2019). *Short-Term Energy Outlook*. Disponível em <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>. Acesso em 25 jun. 2019.
- 18) EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2018a). *Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2023 – Ciclo 2018*, nº EPE-DEE-DEA-NT-005/2018-r1. Publicado em 23 jan. 2019. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-346/EPE-NT-Planejamento%20SI-ciclo_2018_rev1.pdf

- 19) _____, (2018b). *Panorama do Refino e da Petroquímica no Brasil*. Publicado em 1 nov. 2018. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-/topico-412/NT%20Refino%20e%20Petroqu%C3%ADmica_2018.11.01.pdf#search=nt%20refino.
- 20) _____, (2018c). *Sistemas Isolados. Estudo de Alternativas para Suprimento de Energia Elétrica ao Oiapoque pelo Sistema Interligado Nacional*. Publicado 05 fev. 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-281/EPE-DEE-NT-001-2018-r0%20-%20Alternativas%20Oiapoque.pdf>.
- 21) _____, (2019a). *Série Formação de Preços*. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt>.
- 22) _____, (2019b). *Projeções de Preço do Petróleo*. NOTA TÉCNICA DPG-SPT Nº 02/2019. Publicado em 08 jun. 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt>.
- 23) _____, (2019c). *Boletim de Conjuntura da Indústria do Petróleo*. Publicado semestralmente. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/boletim-de-conjuntura-da-industria-do-petroleo>.
- 24) _____, (2019d). *Fatos Relevantes da Indústria do Óleo & Gás*. Publicado mensalmente. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/fatos-relevantes-da-industria-do-oleo-gas>.
- 25) KEMP, J., (2019). *Oil price outlook survey 2019-2023*. Disponível em: https://fingfx.thomsonreuters.com/gfx/ce/7/2625/2618/OIL_OUTLOOK_SURVEY_2019-2023.pdf. Acesso em: 21 mar. 2019.
- 26) MEES. MIDDLE EAST ECONOMIC SURVEY, (2019). *Saudi Arabia's Oil-Fired Power Conundrum*. MEES, vol. 62, 15 mar. 2019. Disponível em: <https://www.mees.com/2019/3/15/power-water/saudi-arabias-oil-fired-power-conundrum/83d647a0-473b-11e9-94ee-0fb879c8153c>.
- 27) MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, (2019). *Atendimento às recomendações do Relatório de consolidação dos testes e ensaios para validação da utilização de Biodiesel B15 em motores e veículos: Grupo de Trabalho para Testes com Biodiesel*. Publicado em 02 ago. 2019. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/Relat%C3%B3rio+B15+Recomenda%C3%A7%C3%B5es+Agosto.pdf/b8eb91eb-a119-4bae-8295-85bcb7554628>. Acesso em 27 set. 2019.
- 28) OICA. INTERNATIONAL ORGANIZATION OF MOTOR VEHICLE MANUFACTURERS, (2018). *Sales Statistics*. Disponível em <http://www.oica.net/category/sales-statistics/>. Acesso em 31 mai. 2019.
- 29) OPEC. ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES, (2019). *Monthly Oil Market Report (MOMR)*. Disponível em https://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm. Acesso em 30 ago. 2019.
- 30) PETROBRAS, (2016). *Adotamos nova política de preços de diesel e gasolina*. Publicado em 14 out. 2016. Disponível em <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/adotamos-nova-politica-de-precos-de-diesel-e-gasolina.htm>. Acesso em 09 out. 2019.
- 31) PLATTS. S&P GLOBAL PLATTS, (2019). *Global Oil Market Outlook*. S&P Global Platts, 07 fev. 2019.

C.III – Fator de Corte de Perdas Regulatórias – FC

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

DESPACHO Nº 2.773, DE 9 DE OUTUBRO DE 2019

O SUPERINTENDENTE DE GESTÃO TARIFÁRIA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, considerando o disposto no §4º do Art. 39 da Resolução Normativa nº 801, de 19 de dezembro de 2017, e de acordo com o que consta no processo nº 48500.004352/2019-48, decide: (i) fixar o Fator de Corte de Perdas Regulatórias (fc), a ser considerado no cálculo dos reembolsos mensais da Conta de Consumo de Combustíveis das concessionárias de distribuição beneficiárias, conforme tabela abaixo; (ii) os presentes valores são aplicáveis aos reembolsos das competências de janeiro a dezembro de 2020.

CONCESSIONÁRIA	FATOR DE CORTE (fc)
AMAZONAS	0,852
CERON	0,917
BOA VISTA	0,935
ELETROACRE	0,997
EMT	0,987
CELPE	0,986
CELPA	0,962
CEA	0,882

DAVI ANTUNES LIMA

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 10.10.2019, seção 1, p. 78, v. 157, n. 197.

C.IV - Custo médio da energia e potência comercializadas no Ambiente de Contratação Regulado – ACRméd

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

DESPACHO Nº 2.581, DE 18 DE SETEMBRO DE 2019

O SUPERINTENDENTE DE GESTÃO TARIFÁRIA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso das atribuições conferidas pela Portaria nº 3.923, de 29 de março de 2016, tendo em vista o disposto no art. 3º da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, no art. 4º da Lei 13.299, de 21 de junho de 2016, nos §§ 5º e 6º do art. 11 do Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, art. 28 da Resolução Normativa nº 801, de 19 de dezembro de 2017, e o que consta no Processo nº 48500.004352/2019-48, resolve fixar o valor do custo médio da energia e potência comercializadas pelos agentes de distribuição no Ambiente de Contratação Regulada – ACRméd em R\$ 306,55/MWh para o ano civil de 2020.

DAVI ANTUNES LIMA

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 20.09.2019, seção 1, p. 58, v. 157, n. 183.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 4.950, DE 27 DE NOVEMBRO DE 2014

Autoriza a empresa Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. a explorar, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, a Usina Termelétrica Mauá 3, localizada no município de Manaus, no estado do Amazonas.

[Texto Original](#)

[Voto](#)

O DIRETOR-GERAL SUBSTITUTO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, conforme a Portaria nº 3.070, de 8 de abril de 2014, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, e tendo em vista o disposto no art. 3º-A e no art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 1º do Decreto nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003, com base na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e nos arts. 23 a 29 do Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, nas Resoluções Normativas nº 389 e 390, ambas de 15 de dezembro de 2009, na Resolução Normativa nº 583, de 22 de outubro de 2013, e no que consta do Processo nº 48500.005068/2005-31, resolve:

Art. 1º Autorizar a empresa Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A., inscrita no CNPJ/MF sob o nº 17.957.780/0001-65, com sede a Rua Tito Bittencourt, 142, município de Manaus, estado do Amazonas, a explorar a Usina Termelétrica – UTE Mauá 3, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica – PIE, localizado às coordenadas 03º 07' 2,672" S e 59º 55' 46,393" W, no município de Manaus, no estado do Amazonas.

§ 1º A central geradora é constituída por 2 (dois) geradores de 189.550 kW (cento e oitenta e nove mil, quinhentos e cinquenta quilowatts) e 1 (um) gerador de 211.650 kW (duzentos e onze mil, seiscentos e cinquenta quilowatts), utilizando gás natural como combustível.

§ 2º Nos termos do artigo 15 da Resolução Normativa nº [583](#), de 22 de outubro de 2013, a central geradora terá Potência Instalada de 590.750 kW (quinhentos e noventa mil e setecentos e cinquenta quilowatts) e Potência Líquida de 570.400 kW (quinhentos e setenta mil e quatrocentos quilowatts).

§ 3º A comercialização da energia elétrica dar-se-á em conformidade com os arts. 12, 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, regulamentada pelo Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, e com o art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

§4º O empreendimento está cadastrado sob o Código Único de Empreendimentos de Geração – CEG UTE.GN.AM.031888-4.01

Art. 2º Autorizar a empresa Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. a explorar o sistema de transmissão de interesse restrito da central geradora, constituído de uma subestação elevadora junto à usina, com 3 (três) transformadores, sendo dois de 16,5/230kV e um de 18/230kV, e 3 (três) linhas de transmissão em 230 kV, em circuito simples, de comprimentos aproximados de 117m, 92m e 65m respectivamente, conectando a Subestação Mauá 3, sob responsabilidade da Amazonas Distribuidora de Energia S.A.

Art. 3º Fixar o prazo limite de 3 (três) anos, a contar da data de publicação desta Resolução Autorizativa, para a entrada em operação comercial da unidade geradora descrita no §1º do art. 1º.

Parágrafo único. O descumprimento do prazo definido no **caput** sujeitará o autorizado às sanções previstas na Resolução Normativa nº 63, de 2014, ressalvados os casos de atraso decorrente de atos praticados pelo Poder Público, caso fortuito ou força maior, devidamente reconhecidos pela ANEEL, nos termos da Resolução Normativa nº 564, de 2013.

Art. 4º A presente outorga de autorização vigorará pelo prazo de 30 (trinta) anos, a contar da data de publicação desta Resolução Autorizativa.

Parágrafo único. A revogação da autorização não acarretará para a ANEEL, em nenhuma hipótese, qualquer responsabilidade com relação a encargos, ônus, obrigações ou compromissos assumidos pela autorizada com relação a terceiros, inclusive aqueles relativos aos seus empregados.

Art. 5º Fica assegurado o benefício da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC pelo prazo até o término da vigência do Contrato de Gás Natural entre a Amazonas Distribuidora de Energia – AmE e a Companhia de Gás do Amazonas – Cigás, desde que a venda da energia gerada se dê exclusivamente em leilões regulados.

Parágrafo único. O valor da parcela da **commodity** (molécula de combustível) referente à parcela do preço do produto gás natural consumido na usina não será ressarcido pela CCC.

Art. 6º A Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A deverá inserir, no prazo de 30 (trinta) dias, o organograma do Grupo Econômico da empresa em sistema disponibilizado no endereço eletrônico da ANEEL, e atualizar as informações nos termos do art. 4º da Resolução Normativa nº 378, de 10 de novembro de 2009.

Art. 7º Esta Resolução Autorizativa entra em vigor na data de sua publicação.

REIVE BARROS DOS SANTOS

Retificado no D.O de 20.12.2016.

GABINETE DO MINISTRO

PORTARIA N° 468, DE 31 DE OUTUBRO DE 2018

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 87, parágrafo único, inciso IV, da Constituição, e tendo em vista o que consta do Processo n° 48370.000377/2017-33, resolve:

Art. 1° Reconhecer a necessidade de manutenção dos 216,5 MW de geração termelétrica disponível em Boa Vista, Estado de Roraima, conforme disposto na Portaria MME n° [501](#), de 28 de dezembro de 2017.

Art. 2° Reconhecer a necessidade de disponibilidade adicional de 28,5 MW em 2019, totalizando 245,0 MW de geração termelétrica disponível, incluindo a reserva operativa, seguindo rito estabelecido na Portaria MME n° [396](#), de 5 de novembro de 2013, mantendo disponível até a efetiva interligação do Sistema Isolado de Boa Vista ao Sistema Interligado Nacional, nos termos da Portaria MME n° 258, de 2 de agosto de 2013, ou até a entrada em operação de outras soluções de suprimento definidas pelo Ministério de Minas e Energia.

Art. 3° Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

W. MOREIRA FRANCO

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 01.11.2018, seção 1, p. 78, v. 155, n. 211.

C.VII – Despacho nº 2.505/2019

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

DESPACHO Nº 2.505, 10 DE SETEMBRO DE 2019

Voto

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 48500.004908/2016-53, decide por (i) fixar o valor a ser reembolsado pelo fundo da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados – CCC à Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A. em R\$ 97.949.805,59 (noventa e sete milhões, novecentos e quarenta e nove mil, oitocentos e cinco reais e cinquenta e nove centavos), a preços de janeiro de 2019 e (ii) determinar à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica que proceda o reembolso no exercício de 2020, de acordo com a disponibilidade de recursos do fundo.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 23.09.2019, seção 1, p. 63, v. 157, n. 184.

C.VIII - Custo Total de Despesa Acessória por Beneficiário



Contas Setoriais CCC
Custo Total de Despesas Acessórias por Beneficiário 2020

CELPE

DESPESAS ACESSÓRIAS - FRETE

Usina / Localidade	Despesa Acessória Líquida	PIS/COFINS Não Recuperado	Custo Total Despesa Acessória
Tubarão	12.721.361,64	1.296.667,72	14.018.029,36
	12.721.361,64	1.296.667,72	14.018.029,36



Contas Setoriais CCC
Custo Total de Despesas Acessórias por Beneficiário 2020

EMT

DESPESAS ACESSÓRIAS - FRETE

Usina / Localidade	Despesa Acessória Líquida	PIS/COFINS Não Recuperado	Custo Total Despesa Acessória
Guariba	4.173.816,84	425.430,37	4.599.247,21
	4.173.816,84	425.430,37	4.599.247,21

RORAIMA

DESPESAS ACESSÓRIAS - FRETE

Usina / Localidade	Despesa Acessória Líquida	PIS/COFINS Não Recuperado	Custo Total Despesa Acessória
Com. Indígena Água Fria	31.643,58	595,73	32.239,31
Com. Indígena Araça da Normandia	12.154,47	228,82	12.383,29
Com. Indígena Bananal	10.253,06	193,03	10.446,09
Com. Indígena Boca da Mata	22.735,28	428,02	23.163,30
Com. Indígena Cajú	6.142,14	115,63	6.257,77
Com. Indígena Caraparú III	1.151,88	21,69	1.173,57
Com. Indígena Caraparú IV	1.577,80	29,70	1.607,51
Com. Indígena Catual	2.206,29	41,54	2.247,83
Com. Indígena Cobra	2.206,29	41,54	2.247,83
Com. Indígena Congresso	2.400,31	45,19	2.445,50
Com. Indígena Darora	5.863,12	110,38	5.973,50
Com. Indígena Enseada	7.554,79	142,23	7.697,02
Com. Indígena Entroncamento	6.204,50	116,81	6.321,31
Com. Indígena Flexal	11.587,88	218,16	11.806,04
Com. Indígena Gavião	3.424,69	64,47	3.489,17
Com. Indígena Guariba	5.429,11	102,21	5.531,32
Com. Indígena Ingarumã	5.858,96	110,30	5.969,26
Com. Indígena Jatapuzinho Wai Wai I	4.099,84	77,18	4.177,02
Com. Indígena Maracá	2.206,29	41,54	2.247,83
Com. Indígena Maracanã	13.740,35	258,68	13.999,03
Com. Indígena Maruwai	2.934,79	55,25	2.990,04
Com. Indígena Maturuca	12.219,14	230,04	12.449,18

RORAIMA

DESPESAS ACESSÓRIAS - FRETE

Usina / Localidade	Despesa Acessória Líquida	PIS/COFINS Não Recuperado	Custo Total Despesa Acessória
Com. Indígena Milagre	2.223,15	41,85	2.265,01
Com. Indígena Monte Muria I	4.219,95	79,45	4.299,39
Com. Indígena Monte Muriá II	2.643,76	49,77	2.693,53
Com. Indígena Mutum	13.191,32	248,34	13.439,66
Com. Indígena Napoleão	25.264,35	475,63	25.739,98
Com. Indígena Nova Aliança	1.028,31	19,36	1.047,67
Com. Indígena Nova Jerusalem	1.028,31	19,36	1.047,67
Com. Indígena Olho d'água	6.603,86	124,33	6.728,19
Com. Indígena Pacú	1.041,94	19,62	1.061,55
Com. Indígena Patativa	1.715,70	32,30	1.748,00
Com. Indígena Pedra Preta	2.400,31	45,19	2.445,50
Com. Indígena Perdiz	4.275,38	80,49	4.355,87
Com. Indígena Sabiá	1.361,15	25,63	1.386,77
Com. Indígena Santa Creuza	9.137,45	172,02	9.309,47
Com. Indígena Santa Cruz	1.028,31	19,36	1.047,67
Com. Indígena Santa Ines	2.059,39	38,77	2.098,16
Com. Indígena Santa Rosa	8.704,13	163,87	8.868,00
Com. Indígena São Marcos	5.557,77	104,63	5.662,40
Com. Indígena Serra do Sol	1.259,75	23,72	1.283,46
Com. Indígena Socó	13.448,63	253,19	13.701,82
Com. Indígena Soma	2.612,58	49,18	2.661,76
Com. Indígena Sorocaima	9.336,32	175,77	9.512,08

RORAIMA

DESPESAS ACESSÓRIAS - FRETE

Usina / Localidade	Despesa Acessória Líquida	PIS/COFINS Não Recuperado	Custo Total Despesa Acessória
Com. Indígena Sorocaima II	3.528,40	66,43	3.594,83
Com. Indígena Surumú	202.630,88	3.814,76	206.445,64
Com. Indígena Ticoça	5.997,78	112,92	6.110,69
Com. Indígena Way-Way-Samauma	2.206,29	41,54	2.247,83
Com. Indígena Xixuaú	6.402,91	120,54	6.523,45
Com. Indígena Xumina	15.817,30	297,78	16.115,08
Com. Indígena. Pedra Branca	3.433,24	64,63	3.497,88
Comunidade Indígena Canavial	16.940,08	318,92	17.258,99
Uiramutã	294.896,90	5.551,78	300.448,68
Vila Bela Vista (BX Rio Branco)	3.285,65	61,86	3.347,50
Vila Brasil	1.304.771,99	24.563,86	1.329.335,85
Vila Cachoeirinha	27.247,10	512,96	27.760,05
Vila Caicubi	43.108,69	811,57	43.920,27
Vila Dona Cota	6.127,59	115,36	6.242,95
Vila Floresta	17.259,06	324,92	17.583,98
Vila Itaquera	18.627,59	350,69	18.978,28
Vila Lago Grande	17.535,77	330,13	17.865,90
Vila Panacarica	7.391,95	139,16	7.531,12
Vila Remanso	19.457,96	366,32	19.824,27
Vila Sacai	44.845,09	844,26	45.689,35
Vila Samaúma	9.078,32	170,91	9.249,23
Vila Santa Maria do Boiaçu	126.858,61	2.388,26	129.246,88

RORAIMA

DESPESAS ACESSÓRIAS - FRETE

Usina / Localidade	Despesa Acessória Líquida	PIS/COFINS Não Recuperado	Custo Total Despesa Acessória
Vila Santa Maria do Xeruini	20.754,20	390,72	21.144,92
Vila Santa Maria Velha	7.267,46	136,82	7.404,28
Vila São Francisco do Baixo Rio Branco	5.806,99	109,32	5.916,31
Vila São Pedro	3.757,07	70,73	3.827,80
Vila Tanauá	3.515,47	66,18	3.581,65
Vila Tepequem	77.749,78	1.463,73	79.213,51
Vila Terra Preta	23.898,26	449,91	24.348,17
	2.633.934,75	49.586,90	2.683.521,65

C.IX - Custo de Óleo Combustível por Beneficiário



Contas Setoriais CCC Custo de Combustível por Beneficiário 2020

GERA

ÓLEO COMBUSTÍVEL - OC

Usina	Qtd Combustível	Custo Unitário sem ICMS	Custo Combustível Líquido	Tributos Não Recuperados	Custo Total Combustível OC
Ponta Negra	7.369.805,52	2,77	18.516.804,34	6.366.356,77	24.883.161,12
			18.516.804,34	6.366.356,77	24.883.161,12



Contas Setoriais CCC Custo de Combustível por Beneficiário 2020

JARAQUI

ÓLEO COMBUSTÍVEL - OC

Usina	Qtd Combustível	Custo Unitário sem ICMS	Custo Combustível Líquido	Tributos Não Recuperados	Custo Total Combustível OC
Jaraqui	128.798,81	2,77	324.193,72	111.462,69	435.656,41
			324.193,72	111.462,69	435.656,41

MANAUARA

ÓLEO COMBUSTÍVEL - OC

Usina	Qtd Combustível	Custo Unitário sem ICMS	Custo Combustível Líquido	Tributos Não Recuperados	Custo Total Combustível OC
Manauara	8.452.317,69	2,77	21.233.654,87	7.300.450,98	28.534.105,85
			21.233.654,87	7.300.450,98	28.534.105,85

RAESA

ÓLEO COMBUSTÍVEL - OC

Usina	Qtd Combustível	Custo Unitário sem ICMS	Custo Combustível Líquido	Tributos Não Recuperados	Custo Total Combustível OC
Cristiano Rocha	11.175.436,49	2,77	28.063.401,12	9.648.620,81	37.712.021,93
			28.063.401,12	9.648.620,81	37.712.021,93

TAMBAQUI

ÓLEO COMBUSTÍVEL - OC

Usina	Qtd Combustível	Custo Unitário sem ICMS	Custo Combustível Líquido	Tributos Não Recuperados	Custo Total Combustível OC
Tambaqui	351.871,13	2,77	885.773,60	304.542,33	1.190.315,93
			885.773,60	304.542,33	1.190.315,93

C.X – Custo de Óleo Diesel por Beneficiário



Contas Setoriais CCC Custo de Combustível por Beneficiário 2020

AMAZONAS

ÓLEO DIESEL - OD

Usina	Qtd. Combustível		Preço Liq.		Consid.	Custo Eficiente			Custo Ineficiente			CT Combustível OD	
	Eficiente	Inefic.	Bene	ANP		Lqd	Trib.	CT Liq.	Trib Não Rec	CTcomb	CT Liq.		Trib Não Rec
Belém do Solimões	117.094	6.609	2,94	2,40	2,94	0,97	348.124	114.485	462.609	19.648	6.461	26.109	488.718
Camaruã	354.462	6.003	2,94	2,40	2,94	0,97	1.043.576	342.914	1.386.490	17.675	5.808	23.483	1.409.973
Feijoa	70.221	14.148	2,94	2,40	2,94	0,97	208.767	68.656	277.423	42.061	13.832	55.893	333.316
Humaitá	3.158.489	128.495	2,94	2,40	2,94	0,97	9.390.295	3.088.113	12.478.409	382.021	125.632	507.654	12.986.062
Itacoatiara	36.106.349	0	2,94	2,40	2,94	0,97	106.305.395	34.931.489	141.236.884	0	0	0	141.236.884
Itapiranga	3.679.404	28.357	2,94	2,40	2,94	0,97	10.832.515	3.559.503	14.392.019	83.487	27.433	110.920	14.502.938
Parintins	29.126.618	11.975.588	2,94	2,40	2,94	0,97	85.720.259	28.166.336	113.886.595	35.244.413	11.580.762	46.825.175	160.711.770
Rio Preto da Eva	14.318.006	0	2,94	2,40	2,94	0,97	42.142.665	13.847.541	55.990.206	0	0	0	55.990.206
Santo Antônio do Içá	378.300	22.422	2,94	2,40	2,94	0,97	1.123.644	369.496	1.493.140	66.598	21.900	88.498	1.581.638
Silves	2.454.466	27.344	2,94	2,40	2,94	0,97	7.222.366	2.373.124	9.595.490	80.460	26.437	106.897	9.702.387
Tabatinga	2.932.325	138.348	2,94	2,40	2,94	0,97	8.718.085	2.867.053	11.585.138	411.322	135.268	546.590	12.131.728
							273.055.692	89.728.708	362.784.401	36.347.684	11.943.535	48.291.219	411.075.619

BR DISTRIBUIDORA

ÓLEO DIESEL - OD

Usina	Qtd. Combustível		Preço Liq.		Consid.		Custo Eficiente			Custo Ineficiente			CT Combustível OD
	Eficiente	Inefic.	Bene	ANP	Lqd	Trib.	CT Liq.	Trib Não Rec	CTcomb	CT Liq.	Trib Não Rec	CTcomb	
Alcoa Beneficiamento	13.901.897	0	2,87	2,31	2,31	1,07	32.048.131	14.851.127	46.899.258	0	0	0	46.899.258
Alcoa Porto	2.686.089	0	2,87	2,31	2,31	1,07	6.192.516	2.872.590	9.065.106	0	0	0	9.065.106
							38.240.647	17.723.717	55.964.364	0	0	0	55.964.364

CEA

ÓLEO DIESEL - OD

Usina	Qtd. Combustível		Preço Liq.		Consid.		Custo Eficiente			Custo Ineficiente			CT Combustível OD
	Eficiente	Inefic.	Bene	ANP	Lqd	Trib.	CT Liq.	Trib Não Rec	CTcomb	CT Liq.	Trib Não Rec	CTcomb	
Lourenço	1.014.797	0	2,56	2,44	2,44	1,40	2.475.267	1.419.984	3.895.251	0	0	0	3.895.251
							2.475.267	1.419.984	3.895.251	0	0	0	3.895.251

CELPE
ÓLEO DIESEL - OD

Usina	Qtd. Combustível		Preço Liq.		Consid.		Custo Eficiente			Custo Ineficiente			CT Combustível OD
	Eficiente	Inefic.	Bene	ANP	Lqd	Trib.	CT Liq.	Trib Não Rec	CTcomb	CT Liq.	Trib Não Rec	CTcomb	
Tubarão	6.550.481	0	2,38	2,30	2,30	0,95	15.068.992	6.199.656	21.268.647	0	0	0	21.268.647
							15.068.992	6.199.656	21.268.647	0	0	0	21.268.647

EMT
ÓLEO DIESEL - OD

Usina	Qtd. Combustível		Preço Liq.		Consid.		Custo Eficiente			Custo Ineficiente			CT Combustível OD
	Eficiente	Inefic.	Bene	ANP	Lqd	Trib.	CT Liq.	Trib Não Rec	CTcomb	CT Liq.	Trib Não Rec	CTcomb	
Guariba	1.817.884	0	2,90	2,53	2,90	0,97	5.274.868	732.684	6.007.552	0	0	0	6.007.552
							5.274.868	732.684	6.007.552	0	0	0	6.007.552

RORAIMA

ÓLEO DIESEL - OD

Usina	Qtd. Combustível		Preço Liq.		Consid.		Custo Eficiente			Custo Ineficiente			CT Combustível OD
	Eficiente	Inefic.	Bene	ANP	Lqd	Trib.	CT Liq.	Trib Não Rec	CTcomb	CT Liq.	Trib Não Rec	CTcomb	
Com. Indígena Água Fria	55.348	0	2,81	2,34	2,81	0,92	155.620	37.982	193.602	0	0	0	193.602
Com. Indígena Araça da Normandia	21.259	0	2,81	2,34	2,81	0,92	59.787	14.592	74.380	0	0	0	74.380
Com. Indígena Bananal	17.934	0	2,81	2,34	2,81	0,92	50.440	12.311	62.750	0	0	0	62.750
Com. Indígena Boca da Mata	39.766	0	2,81	2,34	2,81	0,92	111.793	27.285	139.079	0	0	0	139.079
Com. Indígena Cajú	10.743	0	2,81	2,34	2,81	0,92	30.210	7.373	37.583	0	0	0	37.583
Com. Indígena Caraparú III	2.015	0	2,81	2,34	2,81	0,92	5.665	1.383	7.048	0	0	0	7.048
Com. Indígena Caraparú IV	2.760	0	2,81	2,34	2,81	0,92	7.762	1.894	9.657	0	0	0	9.657
Com. Indígena Catual	3.859	0	2,81	2,34	2,81	0,92	10.854	2.649	13.503	0	0	0	13.503
Com. Indígena Cobra	3.859	0	2,81	2,34	2,81	0,92	10.854	2.649	13.503	0	0	0	13.503
Com. Indígena Congresso	4.198	0	2,81	2,34	2,81	0,92	11.808	2.882	14.689	0	0	0	14.689
Com. Indígena Darora	10.255	0	2,81	2,34	2,81	0,92	28.837	7.038	35.875	0	0	0	35.875
Com. Indígena Enseada	13.214	0	2,81	2,34	2,81	0,92	37.149	9.067	46.217	0	0	0	46.217
Com. Indígena Entroncamento	10.852	0	2,81	2,34	2,81	0,92	30.518	7.448	37.966	0	0	0	37.966
Com. Indígena Flexal	20.268	0	2,81	2,34	2,81	0,92	57.004	13.913	70.917	0	0	0	70.917
Com. Indígena Gavião	5.990	0	2,81	2,34	2,81	0,92	16.836	4.109	20.945	0	0	0	20.945
Com. Indígena Guariba	9.496	0	2,81	2,34	2,81	0,92	26.708	6.519	33.226	0	0	0	33.226
Com. Indígena Ingarumã	10.248	0	2,81	2,34	2,81	0,92	28.818	7.034	35.851	0	0	0	35.851
Com. Indígena Jatapuzinho Wai Wai I	7.171	0	2,81	2,34	2,81	0,92	20.169	4.923	25.092	0	0	0	25.092
Com. Indígena Maracá	3.859	0	2,81	2,34	2,81	0,92	10.854	2.649	13.503	0	0	0	13.503
Com. Indígena Maracanã	24.033	0	2,81	2,34	2,81	0,92	67.583	16.495	84.078	0	0	0	84.078
Com. Indígena Maruwai	5.133	0	2,81	2,34	2,81	0,92	14.426	3.521	17.947	0	0	0	17.947
Com. Indígena Maturuca	21.372	0	2,81	2,34	2,81	0,92	60.095	14.667	74.762	0	0	0	74.762

RORAIMA

ÓLEO DIESEL - OD

Usina	Qtd. Combustível		Preço Liq.		Consid.		Custo Eficiente			Custo Ineficiente			CT Combustível OD
	Eficiente	Inefic.	Bene	ANP	Lqd	Trib.	CT Liq.	Trib Não Rec	CTcomb	CT Liq.	Trib Não Rec	CTcomb	
Com. Indígena Milagre	3.889	0	2,81	2,34	2,81	0,92	10.935	2.669	13.603	0	0	0	13.603
Com. Indígena Monte Muria I	7.381	0	2,81	2,34	2,81	0,92	20.758	5.066	25.824	0	0	0	25.824
Com. Indígena Monte Muria II	4.624	0	2,81	2,34	2,81	0,92	13.008	3.175	16.182	0	0	0	16.182
Com. Indígena Mutum	23.073	0	2,81	2,34	2,81	0,92	64.946	15.851	80.797	0	0	0	80.797
Com. Indígena Napoleão	44.190	0	2,81	2,34	2,81	0,92	124.304	30.339	154.643	0	0	0	154.643
Com. Indígena Nova Aliança	1.799	0	2,81	2,34	2,81	0,92	5.058	1.235	6.293	0	0	0	6.293
Com. Indígena Nova Jerusalem	1.799	0	2,81	2,34	2,81	0,92	5.058	1.235	6.293	0	0	0	6.293
Com. Indígena Olho d'água	11.551	0	2,81	2,34	2,81	0,92	32.485	7.929	40.414	0	0	0	40.414
Com. Indígena Pacú	1.822	0	2,81	2,34	2,81	0,92	5.126	1.251	6.377	0	0	0	6.377
Com. Indígena Patativa	3.001	0	2,81	2,34	2,81	0,92	8.440	2.060	10.500	0	0	0	10.500
Com. Indígena Pedra Preta	4.198	0	2,81	2,34	2,81	0,92	11.808	2.882	14.689	0	0	0	14.689
Com. Indígena Perdiz	7.478	0	2,81	2,34	2,81	0,92	21.009	5.128	26.136	0	0	0	26.136
Com. Indígena Sabiá	2.381	0	2,81	2,34	2,81	0,92	6.695	1.634	8.329	0	0	0	8.329
Com. Indígena Santa Cruzza	15.982	0	2,81	2,34	2,81	0,92	45.014	10.987	56.001	0	0	0	56.001
Com. Indígena Santa Cruz	1.799	0	2,81	2,34	2,81	0,92	5.058	1.235	6.293	0	0	0	6.293
Com. Indígena Santa Ines	3.602	0	2,81	2,34	2,81	0,92	10.130	2.473	12.603	0	0	0	12.603
Com. Indígena Santa Rosa	15.224	0	2,81	2,34	2,81	0,92	42.783	10.442	53.224	0	0	0	53.224
Com. Indígena São Marcos	9.721	0	2,81	2,34	2,81	0,92	27.294	6.662	33.955	0	0	0	33.955
Com. Indígena Serra do Sol	2.203	0	2,81	2,34	2,81	0,92	6.197	1.513	7.710	0	0	0	7.710
Com. Indígena Socó	23.523	0	2,81	2,34	2,81	0,92	66.143	16.143	82.287	0	0	0	82.287
Com. Indígena Soma	4.570	0	2,81	2,34	2,81	0,92	12.851	3.136	15.987	0	0	0	15.987
Com. Indígena Sorocaíma	16.330	0	2,81	2,34	2,81	0,92	45.919	11.207	57.126	0	0	0	57.126

RORAIMA

ÓLEO DIESEL - OD

Usina	Qtd. Combustível		Preço Liq.		Consid.		Custo Eficiente			Custo Ineficiente			CT Combustível OD
	Eficiente	Inefic.	Bene	ANP	Lqd	Trib.	CT Liq.	Trib Não Rec	CTcomb	CT Liq.	Trib Não Rec	CTcomb	
Com. Indígena Sorocaima II	6.172	0	2,81	2,34	2,81	0,92	17.356	4.236	21.593	0	0	0	21.593
Com. Indígena Surumú	354.420	0	2,81	2,34	2,81	0,92	996.929	243.320	1.240.249	0	0	0	1.240.249
Com. Indígena Ticoça	10.491	0	2,81	2,34	2,81	0,92	29.510	7.202	36.713	0	0	0	36.713
Com. Indígena Way-Way-Samauma	3.859	0	2,81	2,34	2,81	0,92	10.854	2.649	13.503	0	0	0	13.503
Com. Indígena Xixuaú	11.199	0	2,81	2,34	2,81	0,92	31.430	7.671	39.101	0	0	0	39.101
Com. Indígena Xumina	27.666	0	2,81	2,34	2,81	0,92	77.802	18.989	96.792	0	0	0	96.792
Com. Indígena Pedra Branca	6.005	0	2,81	2,34	2,81	0,92	16.875	4.119	20.993	0	0	0	20.993
Comunidade Indígena Canavial	29.630	0	2,81	2,34	2,81	0,92	83.257	20.320	103.577	0	0	0	103.577
Floresta	69.901.000	0	2,81	2,34	2,81	0,92	196.730.330	48.015.837	244.746.167	0	0	0	244.746.167
Monte Cristo	218.112.966	0	2,81	2,34	2,81	0,92	613.482.531	149.732.089	763.214.620	0	0	0	763.214.620
Novo Paraíso	20.093.000	0	2,81	2,34	2,81	0,92	56.515.874	13.793.778	70.309.652	0	0	0	70.309.652
Uiramutã	515.802	0	2,81	2,34	2,81	0,92	1.451.054	354.157	1.805.211	0	0	0	1.805.211
UTE Distrito	25.653.950	0	2,81	2,34	2,81	0,92	72.175.271	17.615.760	89.791.030	0	0	0	89.791.030
UTE Distrito SOENERGY	47.643.050	0	2,81	2,34	2,81	0,92	134.039.788	32.714.982	166.754.770	0	0	0	166.754.770
Vila Bela Vista (BX Rio Branco)	5.747	0	2,81	2,34	2,81	0,92	16.168	3.946	20.115	0	0	0	20.115
Vila Brasil	2.282.167	0	2,81	2,34	2,81	0,92	6.421.464	1.567.282	7.988.745	0	0	0	7.988.745
Vila Cachoeirinha	47.658	0	2,81	2,34	2,81	0,92	133.972	32.698	166.671	0	0	0	166.671
Vila Caicubi	75.401	0	2,81	2,34	2,81	0,92	211.995	51.741	263.736	0	0	0	263.736
Vila Dona Cota	10.718	0	2,81	2,34	2,81	0,92	30.140	7.356	37.496	0	0	0	37.496
Vila Floresta	30.188	0	2,81	2,34	2,81	0,92	84.999	20.746	105.745	0	0	0	105.745
Vila Itaquera	32.581	0	2,81	2,34	2,81	0,92	91.607	22.358	113.965	0	0	0	113.965
Vila Lago Grande	30.672	0	2,81	2,34	2,81	0,92	86.351	21.076	107.426	0	0	0	107.426

RORAIMA

ÓLEO DIESEL - OD

Usina	Qtd. Combustível		Preço Liq.		Consid.		Custo Eficiente			Custo Ineficiente			CT Combustível OD
	Eficiente	Inefic.	Bene	ANP	Lqd	Trib.	CT Liq.	Trib Não Rec	CTcomb	CT Liq.	Trib Não Rec	CTcomb	
Vila Panacárica	12.929	0	2,81	2,34	2,81	0,92	36.358	8.874	45.232	0	0	0	45.232
Vila Remanso	34.034	0	2,81	2,34	2,81	0,92	95.724	23.363	119.088	0	0	0	119.088
Vila Sacai	78.438	0	2,81	2,34	2,81	0,92	220.546	53.828	274.374	0	0	0	274.374
Vila Samaúma	15.879	0	2,81	2,34	2,81	0,92	44.655	10.899	55.553	0	0	0	55.553
Vila Santa Maria do Boiaçú	221.887	0	2,81	2,34	2,81	0,92	624.247	152.360	776.607	0	0	0	776.607
Vila Santa Maria do Xeruíni	36.301	0	2,81	2,34	2,81	0,92	102.108	24.921	127.029	0	0	0	127.029
Vila Santa Maria Velha	12.711	0	2,81	2,34	2,81	0,92	35.741	8.723	44.464	0	0	0	44.464
Vila São Francisco do Baixo Rio Branco	10.157	0	2,94	2,34	2,94	0,93	29.918	7.004	36.922	0	0	0	36.922
Vila São Pedro	6.571	0	2,94	2,34	2,94	0,93	19.320	4.522	23.842	0	0	0	23.842
Vila Tanauá	6.149	0	2,81	2,34	2,81	0,92	17.291	4.220	21.511	0	0	0	21.511
Vila Tepequem	135.992	0	2,81	2,34	2,81	0,92	382.532	93.364	475.896	0	0	0	475.896
Vila Terra Preta	41.800	0	2,81	2,34	2,81	0,92	117.562	28.693	146.255	0	0	0	146.255
							1.085.906.365	265.035.718	1.350.942.083	0	0	0	1.350.942.083

C.XI – Custo de Gás Natural por Beneficiário



Contas Setoriais CCC
Custo de Combustível por Beneficiário 2020

AMAZONAS

GÁS NATURAL - GN

Usina	Quantidade Combustível	Parcela Commodity	Parcela Transporte	Parcela Margem	Parcela Ramal	CT Líquido	Tributos Não Rec.	Custo Total Gás Natural
Coari -CEA	26.266.806,30	0,2378	0,7847	0,0356	0,0575	32.862.272,17	11.704.026,37	44.566.298,54
						32.862.272,17	11.704.026,37	44.566.298,54



Contas Setoriais CCC
Custo de Combustível por Beneficiário 2020

AMAZONAS GT

GÁS NATURAL - GN

Usina	Quantidade Combustível	Parcela Commodity	Parcela Transporte	Parcela Margem	Parcela Ramal	CT Líquido	Tributos Não Rec.	Custo Total Gás Natural
Aparecida	379.025.641,91	0,0000	0,7847	0,0356	0,0000	312.954.292,52	83.071.166,57	396.025.459,09
Mauá 3	902.161.147,84	0,0000	0,7847	0,0356	0,0000	744.897.369,84	197.726.936,38	942.624.306,22
						1.057.851.662,36	280.798.102,95	1.338.649.765,31

C.XII – Custo de Geração Própria por Beneficiário



Contas Setoriais CCC
Custo de Geração Própria por Beneficiário 2020

AMAZONAS

GERAÇÃO PRÓPRIA

Usina / Localidade	Geração [MWh]	Receita de Geração Própria		Receita Fixa Locação		CT Eficiente	CT Ineficiente	CT Geração Própria
		O&M	RF (VGP)	REN 801/2017	Contrato			
Belém do Solimões	355,91	71.020,16	0,00	88.921,53	165.925,73	159.941,70	77.004,20	236.945,90
Camaruã	877,38	177.721,52	0,00	243.237,71	325.429,30	420.959,22	82.191,59	503.150,82
Feijoal	213,44	42.590,00	0,00	53.325,25	95.672,84	95.915,25	42.347,60	138.262,84
Humaitá	11.160,74	1.376.181,12	172.888,50	1.382.798,77	1.233.740,96	2.782.810,59	0,00	2.782.810,59
Itacoatiara	142.712,84	17.868.329,37	1.232.964,08	19.621.139,40	16.366.188,92	35.434.914,89	32.567,50	35.467.482,38
Itapiranga	12.731,50	2.170.480,21	0,00	2.490.272,57	2.881.737,98	4.652.471,86	399.746,33	5.052.218,19
Parintins	138.698,18	13.892.018,37	2.043.301,96	14.127.442,16	20.987.160,75	30.062.762,49	6.859.718,59	36.922.481,08
Rio Preto da Eva	50.593,66	7.235.712,87	0,00	8.775.448,29	7.910.806,44	15.146.519,31	0,00	15.146.519,31
Santo Antônio do Içá	1.336,75	211.364,03	13.495,32	227.667,50	249.747,33	452.526,85	22.079,83	474.606,68
Silves	8.492,96	1.447.797,77	0,00	1.661.112,16	2.199.066,35	3.108.909,92	537.954,19	3.646.864,12
Tabatinga	10.361,57	1.277.696,24	375.891,57	926.727,17	1.277.887,90	2.580.314,98	351.160,73	2.931.475,71
		45.770.911,65	3.838.541,43	49.598.092,53	53.693.364,51	94.898.047,05	8.404.770,55	103.302.817,60

CELPE

GERAÇÃO PRÓPRIA

Usina / Localidade	Geração [MWh]	Receita de Geração Própria		Receita Fixa Locação		CT Eficiente	CT Ineficiente	CT Geração Própria
		O &M	RF (VGP)	REN 801/2017	Contrato			
Tubarão	23.146,58	3.310.251,01	3.091.543,13	0,00	0,00	6.401.794,13	0,00	6.401.794,13
		3.310.251,01	3.091.543,13	0,00	0,00	6.401.794,13	0,00	6.401.794,13

EMT

GERAÇÃO PRÓPRIA

Usina / Localidade	Geração [MWh]	Receita de Geração Própria		Receita Fixa Locação		CT Eficiente	CT Ineficiente	CT Geração Própria
		O &M	RF (VGP)	REN 801/2017	Contrato			
Guariba	6.290,26	1.072.645,62	780.168,19	0,00	0,00	1.852.813,81	0,00	1.852.813,81
		1.072.645,62	780.168,19	0,00	0,00	1.852.813,81	0,00	1.852.813,81

RORAIMA
GERAÇÃO PRÓPRIA

Usina / Localidade	Geração [MWh]	Receita de Geração Própria		Receita Fixa Locação		CT Eficiente	CT Ineficiente	CT Geração Própria
		O&M	RF (VGP)	REN 801/2017	Contrato			
Alto Jatapu	37.363,87	5.344.767,57	6.335.415,31	0,00	0,00	11.680.182,88	0,00	11.680.182,88
Com. Indígena Água Fria	158,59	32.130,80	26.916,98	0,00	0,00	59.047,78	0,00	59.047,78
Com. Indígena Araça da Normandia	52,62	10.518,11	8.921,04	0,00	0,00	19.439,15	0,00	19.439,15
Com. Indígena Bananal	44,39	8.870,63	7.523,83	0,00	0,00	16.394,46	0,00	16.394,46
Com. Indígena Boca da Mata	113,94	23.069,16	0,00	31.573,50	0,00	23.069,16	0,00	23.069,16
Com. Indígena Cajú	26,59	5.315,69	4.508,57	0,00	0,00	9.824,27	0,00	9.824,27
Com. Indígena Caraparú III	4,99	997,00	845,59	0,00	0,00	1.842,59	0,00	1.842,59
Com. Indígena Caraparú IV	6,83	1.365,23	1.158,06	0,00	0,00	2.523,29	0,00	2.523,29
Com. Indígena Catual	9,55	1.909,04	1.619,35	0,00	0,00	3.528,39	0,00	3.528,39
Com. Indígena Cobra	9,55	1.909,04	1.619,35	0,00	0,00	3.528,39	0,00	3.528,39
Com. Indígena Congresso	10,39	2.077,18	1.761,89	0,00	0,00	3.839,08	0,00	3.839,08
Com. Indígena Darora	25,38	5.074,20	4.302,98	0,00	0,00	9.377,18	0,00	9.377,18
Com. Indígena Enseada	32,71	6.545,08	5.551,79	0,00	0,00	12.096,87	0,00	12.096,87
Com. Indígena Entroncamento	26,86	5.369,60	4.554,22	0,00	0,00	9.923,82	0,00	9.923,82
Com. Indígena Flexal	50,17	10.026,97	8.504,57	0,00	0,00	18.531,53	0,00	18.531,53
Com. Indígena Gavião	14,83	2.963,66	2.512,55	0,00	0,00	5.476,21	0,00	5.476,21
Com. Indígena Guariba	23,51	4.699,46	3.987,67	0,00	0,00	8.687,13	0,00	8.687,13
Com. Indígena Ingarumã	25,37	5.070,70	4.301,08	0,00	0,00	9.371,78	0,00	9.371,78
Com. Indígena Jatapuzinho Wai Wai I	17,75	3.547,48	3.009,15	0,00	0,00	6.556,63	0,00	6.556,63
Com. Indígena Maracá	9,55	1.909,04	1.619,35	0,00	0,00	3.528,39	0,00	3.528,39
Com. Indígena Maracanã	59,49	11.890,60	10.082,81	0,00	0,00	21.973,41	0,00	21.973,41
Com. Indígena Maruwai	12,71	2.542,12	2.155,75	0,00	0,00	4.697,88	0,00	4.697,88

RORAIMA
GERAÇÃO PRÓPRIA

Usina / Localidade	Geração [MWh]	Receita de Geração Própria		Receita Fixa Locação		CT Eficiente	CT Ineficiente	CT Geração Própria
		O&M	RF (VGP)	REN 801/2017	Contrato			
Com. Indígena Maturuca	52,90	10.577,41	8.971,06	0,00	0,00	19.548,48	0,00	19.548,48
Com. Indígena Milagre	9,63	1.924,13	1.631,96	0,00	0,00	3.556,09	0,00	3.556,09
Com. Indígena Monte Muria I	18,27	3.652,33	3.097,60	0,00	0,00	6.749,94	0,00	6.749,94
Com. Indígena Monte Muria II	11,45	2.288,74	1.942,41	0,00	0,00	4.231,16	0,00	4.231,16
Com. Indígena Mutum	57,11	11.409,09	9.654,27	0,00	0,00	21.063,36	0,00	21.063,36
Com. Indígena Napoleão	126,62	25.649,76	0,00	35.105,42	0,00	25.649,76	0,00	25.649,76
Com. Indígena Nova Aliança	4,45	889,88	754,81	0,00	0,00	1.644,69	0,00	1.644,69
Com. Indígena Nova Jerusalem	4,45	889,88	754,81	0,00	0,00	1.644,69	0,00	1.644,69
Com. Indígena Olho d'água	28,59	5.714,84	4.847,41	0,00	0,00	10.562,25	0,00	10.562,25
Com. Indígena Pacú	4,51	901,67	764,79	0,00	0,00	1.666,46	0,00	1.666,46
Com. Indígena Patativa	7,43	1.484,73	1.259,37	0,00	0,00	2.744,10	0,00	2.744,10
Com. Indígena Pedra Preta	10,39	2.077,18	1.761,89	0,00	0,00	3.839,08	0,00	3.839,08
Com. Indígena Perdiz	18,51	3.701,46	3.141,39	0,00	0,00	6.842,85	0,00	6.842,85
Com. Indígena Sabiá	5,89	1.178,04	999,11	0,00	0,00	2.177,14	0,00	2.177,14
Com. Indígena Santa Creuza	39,56	7.891,20	6.685,73	0,00	0,00	14.576,93	0,00	14.576,93
Com. Indígena Santa Cruz	4,45	889,88	754,81	0,00	0,00	1.644,69	0,00	1.644,69
Com. Indígena Santa Ines	8,92	1.782,16	1.511,65	0,00	0,00	3.293,80	0,00	3.293,80
Com. Indígena Santa Rosa	37,68	7.534,49	6.385,40	0,00	0,00	13.919,89	0,00	13.919,89
Com. Indígena São Marcos	24,06	4.806,46	4.080,01	0,00	0,00	8.886,47	0,00	8.886,47
Com. Indígena Serra do Sol	5,45	1.090,02	924,61	0,00	0,00	2.014,64	0,00	2.014,64
Com. Indígena Socó	58,23	11.640,32	9.870,98	0,00	0,00	21.511,30	0,00	21.511,30
Com. Indígena Soma	11,31	2.261,21	1.918,06	0,00	0,00	4.179,27	0,00	4.179,27

RORAIMA
GERAÇÃO PRÓPRIA

Usina / Localidade	Geração [MWh]	Receita de Geração Própria		Receita Fixa Locação		CT Eficiente	CT Ineficiente	CT Geração Própria
		O&M	RF (VGP)	REN 801/2017	Contrato			
Com. Indígena Sorocaima	40,42	8.081,63	6.853,61	0,00	0,00	14.935,24	0,00	14.935,24
Com. Indígena Sorocaima II	15,28	3.053,32	2.589,65	0,00	0,00	5.642,96	0,00	5.642,96
Com. Indígena Surumú	1.077,27	218.211,99	0,00	273.214,59	0,00	218.211,99	0,00	218.211,99
Com. Indígena Ticoça	25,97	5.190,32	4.404,40	0,00	0,00	9.594,73	0,00	9.594,73
Com. Indígena Way-Way-Samauma	9,55	1.909,04	1.619,35	0,00	0,00	3.528,39	0,00	3.528,39
Com. Indígena Xixuaú	27,72	5.535,51	4.703,90	0,00	0,00	10.239,41	0,00	10.239,41
Com. Indígena Xumina	68,48	13.688,58	11.609,25	0,00	0,00	25.297,83	0,00	25.297,83
Com. Indígena. Pedra Branca	14,86	2.975,06	2.527,67	0,00	0,00	5.502,73	0,00	5.502,73
Comunidade Indígena Canavial	73,34	14.874,37	12.457,12	0,00	0,00	27.331,49	0,00	27.331,49
Uiramutã	1.784,78	304.126,03	0,00	343.714,62	0,00	304.126,03	0,00	304.126,03
Vila Bela Vista (BX Rio Branco)	14,23	2.842,34	2.408,55	0,00	0,00	5.250,89	0,00	5.250,89
Vila Brasil	7.896,77	1.346.062,68	0,00	1.544.387,71	0,00	1.346.062,68	0,00	1.346.062,68
Vila Cachoeirinha	136,56	27.661,60	23.178,99	0,00	0,00	50.840,59	0,00	50.840,59
Vila Caicubi	216,05	43.759,52	36.653,46	0,00	0,00	80.412,98	0,00	80.412,98
Vila Dona Cota	26,53	5.302,50	4.496,77	0,00	0,00	9.799,28	0,00	9.799,28
Vila Floresta	74,72	14.924,78	12.639,90	0,00	0,00	27.564,68	0,00	27.564,68
Vila Itaquera	80,65	16.123,92	13.681,22	0,00	0,00	29.805,14	0,00	29.805,14
Vila Lago Grande	75,92	15.175,20	12.881,16	0,00	0,00	28.056,35	0,00	28.056,35
Vila Panacárica	32,00	6.397,46	5.426,19	0,00	0,00	11.823,66	0,00	11.823,66
Vila Remanso	84,24	16.836,57	14.277,60	0,00	0,00	31.114,17	0,00	31.114,17
Vila Sacai	194,15	38.816,50	32.932,44	0,00	0,00	71.748,94	0,00	71.748,94
Vila Samaúma	39,30	7.856,51	6.663,36	0,00	0,00	14.519,87	0,00	14.519,87

RORAIMA

GERAÇÃO PRÓPRIA

Usina / Localidade	Geração [MWh]	Receita de Geração Própria		Receita Fixa Locação		CT Eficiente	CT Ineficiente	CT Geração Própria
		O&M	RF (VGP)	REN 801/2017	Contrato			
Vila Santa Maria do Bolaçú	674,43	136.627,57	0,00	171.065,97	0,00	136.627,57	0,00	136.627,57
Vila Santa Maria do Xeruíni	89,85	17.943,45	15.187,67	0,00	0,00	33.131,12	0,00	33.131,12
Vila Santa Maria Velha	31,46	6.290,54	5.337,40	0,00	0,00	11.627,94	0,00	11.627,94
Vila São Francisco do Baixo Rio Branco	25,14	5.020,46	4.247,96	0,00	0,00	9.268,42	0,00	9.268,42
Vila São Pedro	16,27	3.248,96	2.759,43	0,00	0,00	6.008,39	0,00	6.008,39
Vila Tanauá	15,22	3.042,54	2.580,46	0,00	0,00	5.623,00	0,00	5.623,00
Vila Tepequem	459,43	93.040,11	0,00	105.153,67	0,00	93.040,11	0,00	93.040,11
Vila Terra Preta	103,47	20.681,37	17.541,98	0,00	0,00	38.223,35	0,00	38.223,35
		8.008.103,70	6.772.243,49	2.504.215,49	0,00	14.780.347,20	0,00	14.780.347,20

C.XIII – SIGFI e MIGDI



Contas Setoriais CCC
Custo de SIGFI/MIGDI por Beneficiário 2020

CELPA

SIGFI / MIGDI

Modelo	Potência [kW]	Sistemas	Potência Disponibilizada [MWh]	CT Líquido	Tributos Não Rec.	CT_GP SIGFI/MIGDI
SIGFI 180	180	17	37	290.442,78	5.991,92	296.434,71
SIGFI 45	45	3.646	1.969	15.572.858,72	321.272,79	15.894.131,51
SIGFI 90	90	56	60	478.376,35	9.869,05	488.245,40
UC COLETIVA 180	180	7	15	119.594,09	2.467,26	122.061,35
UC COLETIVA 45	45	6	3	25.627,30	528,70	26.156,00
				16.486.899,24	340.129,73	16.827.028,97

C.XIV - Custo de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados (CCESI) – Leilão por Beneficiário



Contas Setoriais CCC
Custo de Contratação de Potência e Energia por Beneficiário 2020

AMAZONAS

CONTRATO CCESI LEILÃO

Usina / Localidade	Pot. Contratada [MW]	Energia Contratada [MWh]	RAF	Receita Variável	CT CE Líquido	Tributos Não Rec.	CT CE
Alterosa - CGA	0,54	979,73	820.490,27	1.038.984,74	1.687.473,57	172.001,44	1.859.475,01
Alvarães - CGA	4,40	10.927,93	3.964.792,04	11.386.754,76	13.931.528,72	1.420.018,08	15.351.546,80
Amaturá - CGA	3,50	6.608,03	3.971.172,93	6.927.216,74	9.890.288,62	1.008.101,04	10.898.389,67
Apuí - Powertech	5,40	20.088,95	2.077.622,97	21.268.292,49	21.186.418,27	2.159.497,18	23.345.915,45
Araras - COE	0,40	683,93	56.400,03	814.618,61	790.449,42	80.569,22	871.018,64
Augusto Montenegro - COE	0,45	1.303,93	188.025,29	1.566.615,85	1.592.336,84	162.304,31	1.754.641,14
Autazes - VPTM	10,50	33.961,64	2.480.422,14	36.846.373,59	35.689.067,13	3.637.728,61	39.326.795,73
Auxiliadora - Powertech	0,90	1.446,40	235.191,75	1.415.281,52	1.497.804,49	152.668,78	1.650.473,27
Axinim - Powertech	0,57	2.065,22	156.698,66	2.021.315,01	1.976.547,40	201.466,26	2.178.013,67
Barcelos - COE	7,00	16.325,78	11.951.367,18	15.430.281,20	24.848.845,90	2.532.802,47	27.381.648,38
Barreirinha - COE	4,50	18.318,39	9.887.326,46	17.217.074,90	24.597.244,23	2.507.157,13	27.104.401,36
Belém do Solimões - CGA	0,60	1.783,80	1.640.980,55	1.632.677,66	2.970.844,83	302.813,38	3.273.658,21
Benjamin Constant + Atalaia do Norte -	10,00	34.037,45	9.189.491,08	37.777.390,82	42.622.445,32	4.344.436,58	46.966.881,90
Beruri - COE	6,60	13.171,19	6.519.804,07	12.545.177,81	17.301.471,06	1.763.510,82	19.064.981,88
Betânia - CGA	0,90	1.514,33	1.790.340,22	1.595.945,17	3.073.053,99	313.231,40	3.386.285,39
Boa Vista dos Ramos + Cametá - COE	3,60	14.944,51	6.544.622,49	14.097.300,60	18.732.545,21	1.909.377,89	20.641.923,09
Boca do Acre - COE	12,60	36.292,66	14.970.740,12	34.317.736,83	44.729.292,83	4.559.184,12	49.288.476,95
Borba - VPTM	10,50	26.264,39	6.913.333,78	26.982.717,03	30.760.666,10	3.135.384,70	33.896.050,80
Cabori - COE	0,38	5.305,28	280.567,98	6.265.815,84	5.940.843,32	605.540,50	6.546.383,82
Caiambé - CGA	1,00	3.055,85	2.883.485,13	3.218.408,13	5.537.468,13	564.425,13	6.101.893,26
Campinas - COE	0,75	1.036,73	277.347,31	1.141.081,62	1.287.224,26	131.204,68	1.418.428,93
Canutama - COE	3,00	8.342,99	2.795.454,07	8.028.451,33	9.822.694,15	1.001.211,25	10.823.905,40

AMAZONAS
CONTRATO CCESI LEILÃO

Usina / Localidade	Pot. Contratada [MW]	Energia Contratada [MWh]	RAF	Receita Variável	CT CE Líquido	Tributos Não Rec.	CT CE
Carauari - CGA	10,00	25.911,04	8.257.252,86	28.549.348,40	33.401.990,64	3.404.610,62	36.806.601,26
Careiro da Várzea - COE	5,50	9.749,58	3.588.278,32	9.426.916,96	11.811.289,72	1.203.905,56	13.015.195,28
Carvoeiro - COE	0,15	163,46	9.896,53	215.873,61	204.886,40	20.883,74	225.770,14
Castanho I - COE	10,50	37.011,33	12.535.969,88	35.014.464,49	43.152.019,19	4.398.415,18	47.550.434,37
Castanho II - COE	10,50	37.011,33	12.535.969,88	35.014.464,49	43.152.019,19	4.398.415,18	47.550.434,37
Caviana - COE	1,00	2.069,07	486.961,01	2.223.747,61	2.459.968,07	250.740,55	2.710.708,62
Coari -CEA	38,77	103.361,69	37.637.282,28	1.880.369,59	35.862.269,07	3.655.382,80	39.517.651,87
Cucuí - COE	0,60	739,63	534.334,69	730.049,77	1.147.428,90	116.955,56	1.264.384,47
Eirunepé - CGA	10,00	25.636,33	6.920.364,29	27.848.143,91	31.552.421,20	3.216.087,01	34.768.508,20
Envira - CGA	4,00	10.998,36	4.325.227,69	11.891.223,81	14.716.429,74	1.500.021,76	16.216.451,50
Estirão do Equador - CGA	0,50	568,44	2.461.470,82	609.245,87	2.786.675,40	284.041,29	3.070.716,70
Feijoa - CGA	0,72	1.163,82	2.187.974,06	883.367,13	2.787.242,13	284.099,06	3.071.341,19
Fonte Boa - CGA	8,00	21.429,29	5.198.626,38	22.291.821,40	24.947.581,36	2.542.866,42	27.490.447,78
Humaitá - VPTM	21,00	60.234,85	16.133.009,02	60.564.797,10	69.603.259,06	7.094.547,07	76.697.806,12
Iauaretê - COE	0,75	1.268,34	618.879,09	1.376.105,80	1.810.448,79	184.536,10	1.994.984,89
Ipiranga - CGA	0,50	510,04	2.461.470,82	548.954,05	2.731.960,58	278.464,30	3.010.424,88
Ipixuna - CGA	4,00	8.725,08	3.243.920,76	9.794.549,18	11.832.411,47	1.206.058,47	13.038.469,94
Itamarati - CGA	2,70	6.720,65	3.401.201,77	7.291.688,67	9.703.798,07	989.092,37	10.692.890,44
Itapurú - COE	0,45	1.224,71	36.836,67	1.460.711,40	1.359.024,88	138.523,20	1.497.548,07
Japurá - CGA	0,38	565,90	2.457.515,73	600.581,52	2.775.223,26	282.874,00	3.058.097,26
Juruá - CGA	3,60	7.352,39	3.243.920,76	7.728.617,88	9.957.578,82	1.014.959,82	10.972.538,65
Jutai - CGA	6,00	17.223,72	6.137.267,25	17.950.179,69	21.859.358,10	2.228.088,84	24.087.446,94

AMAZONAS

CONTRATO CCESI LEILÃO

Usina / Localidade	Pot. Contratada [MW]	Energia Contratada [MWh]	RAF	Receita Variável	CT CE Líquido	Tributos Não Rec.	CT CE
Lábrea - COE	13,20	36.226,20	15.681.230,66	34.289.467,89	45.348.408,94	4.622.289,62	49.970.698,56
Limoeiro - CGA	2,00	6.212,16	5.046.098,97	6.525.496,46	10.501.222,85	1.070.372,58	11.571.595,43
Lindóia - COE	3,00	4.949,08	2.008.952,30	5.030.730,44	6.388.512,08	651.170,65	7.039.682,74
Manaquiri - COE	6,60	20.688,18	8.365.418,27	19.541.389,63	25.325.428,17	2.581.379,73	27.906.807,90
Manicoré - Powertech	12,00	34.396,86	4.468.834,93	36.425.258,67	37.111.389,94	3.782.703,66	40.894.093,60
Maraã - CGA	4,40	11.239,92	4.325.227,69	11.762.626,48	14.599.727,66	1.488.126,51	16.087.854,17
Maués - COE	21,00	49.462,08	41.269.082,88	46.635.228,37	79.773.162,46	8.131.148,79	87.904.311,25
Moura - COE	0,40	895,04	216.565,53	1.050.508,39	1.149.869,58	117.204,34	1.267.073,92
Murituba - CGA	0,38	412,51	2.457.515,73	431.460,06	2.621.745,53	267.230,26	2.888.975,79
Nhamundá - COE	5,00	14.561,93	7.279.575,97	13.945.287,15	19.261.563,28	1.963.299,84	21.224.863,12
Nova Olinda do Norte - VPTM	8,70	29.437,97	6.103.864,15	30.149.254,86	32.899.705,50	3.353.413,51	36.253.119,01
Novo Airão - COE	6,60	19.307,04	9.840.370,05	18.340.075,29	25.573.754,15	2.606.691,19	28.180.445,34
Novo Aripuanã - Powertech	7,00	21.839,87	2.374.439,94	23.121.177,07	23.137.272,43	2.358.344,57	25.495.617,00
Novo Céu - COE	3,60	13.565,55	3.359.769,67	12.983.628,94	14.831.634,24	1.511.764,37	16.343.398,61
Novo Remanso - COE	7,00	21.604,16	10.488.707,41	20.481.137,13	28.105.133,92	2.864.710,62	30.969.844,54
Palmeiras - CGA	0,40	486,70	2.461.470,82	525.447,05	2.710.627,97	276.289,90	2.986.917,88
Parauá - COE	0,60	1.257,83	299.319,10	1.239.960,35	1.396.896,10	142.383,35	1.539.279,45
Pauini - COE	3,60	9.246,95	3.499.516,34	8.838.528,92	11.196.776,07	1.141.269,19	12.338.045,26
Pedras - COE	0,75	2.104,91	778.176,80	2.464.659,51	2.942.873,95	299.962,36	3.242.836,31
Sacambú - COE	0,45	1.390,21	89.936,27	1.652.313,89	1.581.092,02	161.158,14	1.742.250,16
Santa Isabel do Rio Negro - COE	3,00	8.962,72	4.333.014,72	8.537.487,43	11.679.980,70	1.190.521,45	12.870.502,15
Santa Rita do Well - CGA	1,80	3.090,05	1.444.062,89	3.255.412,70	4.264.774,10	434.701,49	4.699.475,59

AMAZONAS

CONTRATO CCESI LEILÃO

Usina / Localidade	Pot. Contratada [MW]	Energia Contratada [MWh]	RAF	Receita Variável	CT CE Líquido	Tributos Não Rec.	CT CE
Santana do Uatumã - COE	0,38	686,76	143.203,11	829.830,84	883.028,31	90.005,64	973.033,95
Santo Antônio do Içá - CGA	5,00	15.044,20	5.054.220,09	15.340.446,07	18.508.159,54	1.886.506,62	20.394.666,16
São Gabriel da Cachoeira - VPTM	10,50	40.966,72	2.516.792,76	45.649.927,93	43.711.299,03	4.455.421,66	48.166.720,69
São Paulo de Olivença - CGA	5,00	13.358,08	5.054.220,09	14.062.006,34	17.347.975,49	1.768.250,95	19.116.226,44
São Sebastião do Uatumã - COE	3,60	8.747,78	4.636.368,57	8.308.821,45	11.747.759,94	1.197.430,08	12.945.190,02
Sucunduri - Powertech	0,40	872,24	85.968,62	987.248,99	973.944,98	99.272,63	1.073.217,61
Tabatinga - CGA	18,00	56.722,05	16.541.083,94	60.037.381,75	69.494.957,61	7.083.508,08	76.578.465,69
Tapauá - COE	5,00	14.114,71	5.319.516,22	13.477.104,95	17.057.933,71	1.738.687,46	18.796.621,17
Tefé - CGA	30,00	94.570,12	25.689.231,10	102.412.219,99	116.252.066,87	11.849.384,23	128.101.451,09
Tonantins - CGA	5,00	10.136,27	5.602.824,15	10.604.169,74	14.707.846,95	1.499.146,93	16.206.993,89
Tuiúé - COE	0,75	1.828,06	159.573,87	2.165.499,02	2.110.003,65	215.069,24	2.325.072,89
Uarini - CGA	3,90	11.495,38	4.325.227,69	11.991.824,84	14.807.725,17	1.509.327,36	16.317.052,53
Urucará - COE	5,00	17.380,28	8.986.112,83	16.413.665,51	23.050.298,84	2.349.479,50	25.399.778,33
Urucurituba + Itapeaçu - COE	4,50	19.723,08	9.995.543,89	18.483.974,67	25.845.163,10	2.634.355,47	28.479.518,56
Vila Amazônia + Zé Açú - COE	2,88	8.982,46	4.647.630,08	8.658.890,17	12.075.667,12	1.230.853,12	13.306.520,25
Vila Bitencourt - CGA	0,50	778,91	1.638.343,82	827.663,88	2.237.901,98	228.105,71	2.466.007,70
Vila de Belo Monte - COE	0,40	827,82	32.115,72	1.002.480,87	938.896,41	95.700,18	1.034.596,59
Vila de Matupí - Powertech	5,40	14.280,90	1.372.910,27	15.123.062,63	14.970.095,41	1.525.877,49	16.495.972,91
Vila de Urucurituba - COE	0,38	1.013,83	66.672,89	1.214.058,17	1.162.263,43	118.467,62	1.280.731,05
							1.664.315.566,98

CELPA

CONTRATO CCESI LEILÃO

Usina / Localidade	Pot. Contratada [MW]	Energia Contratada [MWh]	RAF	Receita Variável	CT CE Líquido	Tributos Não Rec.	CT CE
Afuá – CEPA	4,25	12.266,60	5.751.497,98	14.890.042,20	18.732.197,72	386.450,92	19.118.648,63
Almeirim – CEPA	6,60	19.991,53	5.480.340,47	23.126.460,45	25.960.671,84	535.576,53	26.496.248,36
Anajás – CEPA	3,90	13.204,15	4.322.605,16	15.811.937,90	18.272.097,83	376.958,92	18.649.056,74
Aveiro – CEPA	0,76	3.344,19	3.565.313,48	3.992.518,84	6.858.732,83	141.497,74	7.000.230,57
Chaves – CEPA	1,20	3.850,95	3.501.844,53	4.589.579,95	7.342.967,72	151.487,65	7.494.455,37
Cotijuba – CEPA	2,40	6.567,10	5.389.567,38	7.504.346,88	11.701.227,19	241.399,86	11.942.627,05
Faro – CEPA	1,60	6.127,51	3.389.285,34	7.236.447,67	9.642.852,71	198.934,97	9.841.787,69
Gurupá – CEPA	5,00	15.206,55	5.770.841,75	17.769.554,57	21.362.909,66	440.723,30	21.803.632,96
Jacareacanga – CEPA	3,00	13.276,20	5.000.859,81	15.541.535,68	18.642.223,91	384.594,73	19.026.818,64
Jurutí – CEPA	15,40	51.970,53	15.261.271,27	59.250.171,70	67.619.134,49	1.395.003,24	69.014.137,72
Muaná – CEPA	4,00	18.565,78	8.270.499,69	22.291.970,40	27.735.441,60	572.190,56	28.307.632,17
Oeiras do Pará – CEPA	4,20	13.719,76	5.125.275,86	16.617.082,32	19.731.190,05	407.060,43	20.138.250,48
Porto de Moz – CEPA	6,50	23.224,99	7.260.956,30	26.985.500,67	31.078.659,70	641.162,17	31.719.821,87
Prainha – CEPA	2,80	11.351,03	7.788.864,66	13.175.470,58	19.025.134,22	392.494,28	19.417.628,51
Santa Cruz do Arari – CEPA	1,60	4.278,91	3.934.852,60	4.969.818,28	8.080.988,83	166.713,25	8.247.702,07
Santana do Araguaia – CEPA	14,50	49.306,12	12.254.317,01	55.013.152,01	61.045.228,14	1.259.381,56	62.304.609,70
São Sebastião da Boa Vista – CEPA	5,20	15.948,51	5.280.145,00	18.646.863,21	21.713.759,95	447.961,45	22.161.721,40
Terra Santa – CEPA	4,80	20.469,60	6.639.757,34	24.196.874,65	27.984.243,54	577.323,42	28.561.566,96
							431.246.576,89

CERON

CONTRATO CCESI LEILÃO

Usina / Localidade	Pot. Contratada [MW]	Energia Contratada [MWh]	RAF	Receita Variável	CT CE Líquido	Tributos Não Rec.	CT CE
Calama – BBF RO	1,26	2.768,08	2.386.767,97	3.424.570,37	5.273.789,55	0,00	5.273.789,55
CNH Alvorada do Oeste	5,00	21.686,36	6.928.327,15	21.434.064,82	25.738.870,71	0,00	25.738.870,71
CNH Buritis	18,00	91.832,69	25.106.798,38	90.759.701,60	105.148.848,73	0,00	105.148.848,73
CNH Campo Novo	2,50	9.284,25	2.668.569,97	9.176.273,89	10.749.195,80	0,00	10.749.195,80
CNH Costa Marques	5,00	15.692,06	6.581.485,51	15.514.743,35	20.052.327,69	0,00	20.052.327,69
CNH Cujubim	12,00	32.305,96	10.866.759,65	31.932.092,35	38.839.958,18	0,00	38.839.958,18
CNH Izidolandia	0,40	1.106,64	345.896,57	1.094.079,53	1.306.778,31	0,00	1.306.778,31
CNH Machadinho	14,00	59.725,38	19.616.871,72	59.022.490,40	71.365.221,12	0,00	71.365.221,12
CNH Nova Califórnia	2,10	12.160,94	1.840.056,33	12.020.133,72	12.578.122,47	0,00	12.578.122,47
CNH Pacarana	1,50	3.387,72	1.126.211,50	3.349.157,32	4.061.397,20	0,00	4.061.397,20
CNH São Francisco	7,50	37.499,56	8.707.898,83	37.070.609,17	41.543.996,01	0,00	41.543.996,01
CNH União Bandeirantes	1,50	19.638,90	2.012.689,59	19.411.312,47	19.442.281,87	0,00	19.442.281,87
CNH Urucumacua	0,30	1.876,59	295.492,70	1.854.878,98	1.951.462,29	0,00	1.951.462,29
CNH Vale do Anari	3,50	13.537,43	3.991.671,59	13.378.919,86	15.763.811,74	0,00	15.763.811,74
CNH Vila Extrema	3,00	15.976,43	4.029.474,49	15.793.517,86	17.989.365,56	0,00	17.989.365,56
CNH Vista Alegre	5,00	30.101,96	4.411.598,84	29.752.554,47	31.003.969,13	0,00	31.003.969,13
Conceição da Galera – BBF RO	0,12	99,29	105.039,65	131.420,64	214.587,72	0,00	214.587,72
Demarcação – BBF RO	0,18	348,38	233.758,75	461.053,42	630.542,05	0,00	630.542,05
Maici – BBF RO	0,06	16,47	38.858,60	21.819,83	55.065,67	0,00	55.065,67
Nazaré – BBF RO	0,54	1.159,88	623.559,08	1.435.173,19	1.868.299,54	0,00	1.868.299,54
Pedras Negras BBF RO	0,18	192,60	170.613,54	254.958,31	386.206,45	0,00	386.206,45
Rolim de Moura do Guaporé – BBF RO	0,54	765,88	774.743,30	947.532,49	1.562.965,28	0,00	1.562.965,28

CERON

CONTRATO CCESI LEILÃO

Usina / Localidade	Pot. Contratada [MW]	Energia Contratada [MWh]	RAF	Receita Variável	CT CE Líquido	Tributos Não Rec.	CT CE
Santa Catarina – BBF RO	0,18	182,41	212.507,96	241.493,97	412.006,75	0,00	412.006,75
São Carlos – BBF RO	1,20	2.368,10	2.532.487,72	2.929.780,75	4.957.008,63	0,00	4.957.008,63
Surpresa – BBF RO	0,50	1.226,06	1.005.466,23	1.516.930,93	2.289.075,43	0,00	2.289.075,43
							435.185.153,90

CEA

CONTRATO CCESI LEILÃO

Usina / Localidade	Pot. Contratada [MW]	Energia Contratada [MWh]	RAF	Receita Variável	CT CE Líquido	Tributos Não Rec.	CT CE
Oiapoque COEN	12,00	48.395,77	37.366.339,96	55.654.806,53	84.416.690,44	8.604.456,05	93.021.146,49
							93.021.146,49

ELETROACRE

CONTRATO CCESI LEILÃO

Usina / Localidade	Pot. Contratada [MW]	Energia Contratada [MWh]	RAF	Receita Variável	CT CE Líquido	Tributos Não Rec.	CT CE
Assis Brasil - TEGG	1,80	6.711,11	3.101.679,86	7.215.421,10	9.362.769,11	0,00	9.362.769,11
Cruzeiro do Sul – CEA	32,85	170.212,47	20.605.121,19	197.168.338,37	197.629.414,55	0,00	197.629.414,55
Feijó - CEA	5,80	22.548,81	3.725.188,89	26.603.585,11	27.523.362,41	0,00	27.523.362,41
Jordão - BBF AC	1,63	3.059,60	11.430.897,61	4.030.933,93	14.031.612,12	0,00	14.031.612,12
Manoel Urbano - TEGG	1,80	7.824,63	2.923.025,93	8.388.296,89	10.265.025,46	0,00	10.265.025,46
Marechal Thaumaturgo - BBF AC	3,20	6.609,96	14.488.440,53	8.187.600,74	20.578.507,46	0,00	20.578.507,46
Porto Walter - BBF AC	3,00	5.823,20	11.624.060,25	7.064.094,78	16.959.500,69	0,00	16.959.500,69
Santa Rosa do Purus - BBF AC	1,63	2.353,54	8.836.546,35	3.013.498,50	10.753.915,70	0,00	10.753.915,70
Tarauacá - CEA	6,53	29.403,43	4.200.587,84	34.536.819,96	35.154.197,57	0,00	35.154.197,57
							342.258.305,07

C.XV - Custo de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados (CCESI) – Termo Norte II



Contas Setoriais CCC
Custo de Contratação de Potência e Energia por Beneficiário 2020

CERON

CONTRATO CCESI TERMONORTE II									
Usina	Garantia Física [MW]	Energia Disponibilizada [MWh]	Receita			Outros Custos			CT CE
			Fixa	Variável	TSFEE	P&D	EUST	DESP. SIN	
Termonorte II	34,80	305.683,20	402.208.169,25	54.536.872,90	1.075.424,40	3.197.215,30	31.611.944,71	63.117,24	492.692.743,80
									492.692.743,80

C.XVI - Custo de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE) por Beneficiário



Contas Setoriais CCC
Custo de Contratação de Potência e Energia por Beneficiário 2020

AMAZONAS

CONTRATO CCVEE

Usina	Pot. Contratada [MW]	Energia Contratada [MWh]	Custo Mensal de Instalação (c/ tributos)	Custo da Energia (c/ tributos)	CT CE Líquido	Tributos Não Rec.	CT CE
Balbina	130,32	1.144.730,88	0,00	383.721.789,02	252.297.076,28	131.424.712,74	383.721.789,02
Itacoatiara	9,00	43.200,00	0,00	18.904.534,62	13.488.385,45	5.416.149,17	18.904.534,62
							402.626.323,64



Contas Setoriais CCC
Custo de Contratação de Potência e Energia por Beneficiário 2020

CELPA

CONTRATO CCVEE

Usina	Pot. Contratada [MW]	Energia Contratada [MWh]	Custo Mensal de Instalação (c/ tributos)	Custo da Energia (c/ tributos)	CT CE Líquido	Tributos Não Rec.	CT CE
Salto Buriti	10,00	75.737,00	0,00	20.604.619,28	19.852.550,68	152.218,69	20.004.769,37
Salto Curuá	30,00	182.679,00	0,00	49.664.113,61	45.070.183,10	929.811,54	45.999.994,64
							66.004.764,01

CERON
CONTRATO CCVEE

Usina	Pot. Contratada [MW]	Energia Contratada [MWh]	Custo Mensal de Instalação (c/ tributos)	Custo da Energia (c/ tributos)	CT CE Líquido	Tributos Não Rec.	CT CE
Alta Floresta	3,06	26.879,04	0,00	6.116.393,47	5.893.145,10	0,00	5.893.145,10
Cachoeira	11,12	82.899,12	0,00	20.105.290,14	19.371.447,05	0,00	19.371.447,05
Chupinguaia	1,26	11.067,84	0,00	2.816.488,21	2.713.686,39	0,00	2.713.686,39
Martinuv	0,87	7.642,08	0,00	1.527.699,17	1.471.938,15	0,00	1.471.938,15
Monte Belo	2,85	25.034,40	0,00	5.335.994,77	5.141.230,96	0,00	5.141.230,96
Saldanha	3,40	29.865,60	0,00	7.183.551,38	6.921.351,76	0,00	6.921.351,76
							41.512.799,41

EMT
CONTRATO CCVEE

Usina	Pot. Contratada [MW]	Energia Contratada [MWh]	Custo Mensal de Instalação (c/ tributos)	Custo da Energia (c/ tributos)	CT CE Líquido	Tributos Não Rec.	CT CE
CGH Aripuanã	0,80	6.655,20	0,00	3.233.028,28	3.115.022,75	118.005,53	3.233.028,28
Faxinal II	30,00	74.297,00	0,00	17.371.256,75	16.737.205,88	634.050,87	17.371.256,75
Garganta da Jararaca	29,30	28.548,00	0,00	7.749.728,39	7.466.863,30	282.865,09	7.749.728,39
Paranatinga II	29,02	84.060,10	0,00	22.690.204,27	21.862.011,82	828.192,46	22.690.204,27
PCH Faxinal	2,79	10.066,00	0,00	2.759.026,43	2.658.321,97	100.704,46	2.759.026,43
PCH Juína	5,30	23.362,56	0,00	11.302.766,91	10.890.215,92	412.550,99	11.302.766,91
PCH Margarida	0,40	3.000,00	0,00	827.647,44	797.438,30	30.209,13	827.647,44
PCH Masutti	0,85	5.541,00	0,00	1.525.408,15	1.469.730,75	55.677,40	1.525.408,15
PCH Prata	2,14	9.000,00	0,00	2.483.296,35	2.392.656,03	90.640,32	2.483.296,35
PCH Santa Lúcia I	5,00	24.065,75	0,00	6.841.964,10	6.592.232,41	249.731,69	6.841.964,10
Santa Lúcia II	7,60	55.013,00	0,00	14.560.332,59	14.028.880,45	531.452,14	14.560.332,59
							91.344.659,66

C.XVII - Custo de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE) - Disponibilidade por Beneficiário



Contas Setoriais CCC
Custo de Contratação de Potência e Energia por Beneficiário 2020

RORAIMA

CONTRATO CCVEE

Usina	Pot. Contratada [MW]	Energia Contratada [MWh]	Custo Mensal de Instalação (c/ tributos)	Custo da Energia (c/ tributos)	CT CE Líquido	Tributos Não Rec.	CT CE
Floresta	40,00	351.360,00	810,50	28.108,80	22.892.389,36	160.176,63	23.052.566,00
Monte Cristo	76,80	1.349.222,40	1.252,31	57.353.337,63	154.963.103,61	1.084.267,27	156.047.370,88
Novo Paraíso	12,00	105.408,00	289,94	14.237.045,89	16.171.438,80	113.150,56	16.284.589,35
UTE Distrito	20,00	175.680,00	1.025,16	14.054,40	14.474.018,21	101.273,81	14.575.292,02
UTE Distrito SOENERGY	20,00	175.680,00	1.313,02	3.352.015,51	21.751.877,12	152.196,54	21.904.073,66
							231.863.891,92

C.XVIII - Custo de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE) – Gás Natural por Beneficiário



Contas Setoriais CCC
Custo de Contratação de Potência e Energia por Beneficiário 2020

AMAZONAS

CONTRATO CCVEE GÁS NATURAL

Usina	Pot. Contratada [MW]	Energia Contratada [MWh]	Parcela Potência	Parcela Energia	Parcela Combustível	CT CE Líquido	Tributos Não Rec.	CT CE
Anamã	2,14	10.662,57	0,00	5.281.676,90	5.928.573,01	7.370.739,32	3.839.510,60	11.210.249,92
Anori	4,52	17.110,52	0,00	8.475.225,36	9.316.088,38	11.697.788,78	6.093.524,96	17.791.313,74
Caapiranga	2,14	9.101,39	0,00	4.507.582,72	5.060.081,27	6.290.739,07	3.276.924,92	9.567.663,99
Codajás	5,43	24.995,63	0,00	12.379.064,83	13.607.526,60	17.086.183,87	8.900.407,57	25.986.591,43
Cristiano Rocha	65,00	570.960,00	150.901.115,78	35.748.953,52	276.152.007,67	304.292.365,61	158.509.711,36	462.802.076,97
Jaraqui	60,00	527.040,00	138.730.774,05	35.625.672,86	254.511.560,15	281.980.714,64	146.887.292,42	428.868.007,06
Manauara	60,00	527.040,00	135.537.859,81	29.684.035,16	254.975.997,70	276.280.114,43	143.917.778,24	420.197.892,67
Ponta Negra	60,00	527.040,00	131.683.946,97	31.827.613,65	254.478.450,62	274.828.432,39	143.161.578,85	417.990.011,24
Tambaqui	60,00	527.040,00	138.555.582,32	35.625.672,86	217.063.454,35	257.243.396,52	134.001.313,01	391.244.709,53
								2.185.658.516,55

C.XIX – Reembolso da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC por beneficiário



Contas Setoriais CCC
Relação dos Custos Totais por Beneficiário 2020

AMAZONAS

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG	455.641.917,99	0,00	103.302.817,60	4.252.600.407,17	4.811.545.142,76

TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	113.376.270,02	0,00	0,00	1.039.378.093,77	1.152.754.363,80

GERAÇÃO TOTAL	TOTAL
MWh	5.587.421,57

ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
724.788.159,61	427.966.204,18	1.152.754.363,80

DESCONTO ACR E FATOR DE CORTE	TOTAL
FATOR DE CORTE	1,00
ACR MÉDIO (R\$/MWh)	306,55

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO - VALOR LÍQUIDO	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	3.098.721.059,55

AMAZONAS GT

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG	1.338.649.765,32	0,00	0,00	0,00	1.338.649.765,32

TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	280.798.102,95	0,00	0,00	0,00	280.798.102,95

GERAÇÃO TOTAL	TOTAL
MWh	

ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
280.798.102,95	0,00	280.798.102,95

DESCONTO ACR E FATOR DE CORTE	TOTAL
FATOR DE CORTE	1,00
ACR MÉDIO (R\$/MWh)	0,00

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO - VALOR LÍQUIDO	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	1.338.649.765,32

BR DISTRIBUIDORA

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG	55.964.363,65	0,00	0,00	0,00	55.964.363,65

TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	17.723.717,15	0,00	0,00	0,00	17.723.717,15

GERAÇÃO TOTAL	TOTAL
MWh	

ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
12.547.022,39	5.176.694,76	17.723.717,15

DESCONTO ACR E FATOR DE CORTE	TOTAL
FATOR DE CORTE	1,00
ACR MÉDIO (R\$/MWh)	0,00

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO - VALOR LÍQUIDO	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	55.964.363,65

CEA

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG	3.895.251,26	0,00	0,00	93.021.146,49	96.916.397,75

TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	1.419.983,78	0,00	0,00	8.604.456,05	10.024.439,83

GERAÇÃO TOTAL	TOTAL
MWh	48.395,77

ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
1.059.673,61	8.964.766,22	10.024.439,83

DESCONTO ACR E FATOR DE CORTE	TOTAL
FATOR DE CORTE	0,88
ACR MÉDIO (R\$/MWh)	306,55

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO - VALOR LÍQUIDO	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	72.395.155,41

CELPA

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG	0,00	0,00	16.827.028,97	497.251.340,90	514.078.369,87

TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	0,00	0,00	340.129,73	9.798.945,19	10.139.074,91

GERAÇÃO TOTAL	TOTAL
MWh	563.170,42

ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
0,00	10.139.074,91	10.139.074,91

DESCONTO ACR E FATOR DE CORTE	TOTAL
FATOR DE CORTE	0,96
ACR MÉDIO (R\$/MWh)	306,55

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO - VALOR LÍQUIDO	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	328.463.814,29

CELPE

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG	21.268.647,38	14.018.029,36	6.401.794,13	0,00	41.688.470,87

TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	6.199.655,86	1.296.667,72	0,00	0,00	7.496.323,58

GERAÇÃO TOTAL	TOTAL
MWh	23.146,58

ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
4.232.309,34	3.264.014,23	7.496.323,58

DESCONTO ACR E FATOR DE CORTE	TOTAL
FATOR DE CORTE	0,99
ACR MÉDIO (R\$/MWh)	306,55

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO - VALOR LÍQUIDO	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	34.108.587,56

CERON

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG	0,00	0,00	0,00	969.390.697,11	969.390.697,11

TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

GERAÇÃO TOTAL	TOTAL
MWh	864.011,31

ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
0,00	0,00	0,00

DESCONTO ACR E FATOR DE CORTE	TOTAL
FATOR DE CORTE	0,92
ACR MÉDIO (R\$/MWh)	306,55

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO - VALOR LÍQUIDO	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	646.052.202,16

ELETROACRE

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG	0,00	0,00	0,00	342.258.305,07	342.258.305,07

TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

GERAÇÃO TOTAL	TOTAL
MWh	254.546,74

ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
0,00	0,00	0,00

DESCONTO ACR E FATOR DE CORTE	TOTAL
FATOR DE CORTE	1,00
ACR MÉDIO (R\$/MWh)	306,55

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO - VALOR LÍQUIDO	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	263.434.320,92

EMT

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG	6.007.551,94	4.599.247,21	1.852.813,81	91.344.659,66	103.804.272,62

TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	732.684,25	425.430,37	0,00	3.334.080,08	4.492.194,70

GERAÇÃO TOTAL	TOTAL
MWh	329.898,87

ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
195.026,15	4.297.168,55	4.492.194,70

DESCONTO ACR E FATOR DE CORTE	TOTAL
FATOR DE CORTE	0,99
ACR MÉDIO (R\$/MWh)	306,55

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO - VALOR LÍQUIDO	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	2.979.834,10

GERA

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG	24.883.161,12	0,00	0,00	0,00	24.883.161,12

TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	6.366.356,77	0,00	0,00	0,00	6.366.356,77

GERAÇÃO TOTAL	TOTAL
MWh	

ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
4.478.969,00	1.887.387,77	6.366.356,77

DESCONTO ACR E FATOR DE CORTE	TOTAL
FATOR DE CORTE	1,00
ACR MÉDIO (R\$/MWh)	0,00

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO - VALOR LÍQUIDO	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	24.883.161,12

JARAQUI

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG	435.656,41	0,00	0,00	0,00	435.656,41

TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	111.462,69	0,00	0,00	0,00	111.462,69

GERAÇÃO TOTAL	TOTAL
MWh	

ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
78.418,15	33.044,54	111.462,69

DESCONTO ACR E FATOR DE CORTE	TOTAL
FATOR DE CORTE	1,00
ACR MÉDIO (R\$/MWh)	0,00

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO - VALOR LÍQUIDO	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	435.656,41

MANAUARA

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG	28.534.105,85	0,00	0,00	0,00	28.534.105,85

TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	7.300.450,98	0,00	0,00	0,00	7.300.450,98

GERAÇÃO TOTAL	TOTAL
MWh	

ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
5.136.139,05	2.164.311,93	7.300.450,98

DESCONTO ACR E FATOR DE CORTE	TOTAL
FATOR DE CORTE	1,00
ACR MÉDIO (R\$/MWh)	0,00

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO - VALOR LÍQUIDO	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	28.534.105,85

RAESA

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG	37.712.021,93	0,00	0,00	0,00	37.712.021,93

TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	9.648.620,81	0,00	0,00	0,00	9.648.620,81

GERAÇÃO TOTAL	TOTAL
MWh	

ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
6.788.163,95	2.860.456,86	9.648.620,81

DESCONTO ACR E FATOR DE CORTE	TOTAL
FATOR DE CORTE	1,00
ACR MÉDIO (R\$/MWh)	0,00

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO - VALOR LÍQUIDO	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	37.712.021,93

RORAIMA

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG	1.350.942.082,97	2.683.521,65	14.780.347,20	231.863.891,92	1.600.269.843,73

TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	265.035.718,29	49.586,90	0,00	1.611.064,81	266.696.370,01

GERAÇÃO TOTAL	TOTAL
MWh	1.399.790,76

ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
244.592.296,59	22.104.073,42	266.696.370,01

DESCONTO ACR E FATOR DE CORTE	TOTAL
FATOR DE CORTE	0,94
ACR MÉDIO (R\$/MWh)	306,55

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO - VALOR LÍQUIDO	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	1.095.038.326,87

TAMBAQUI

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
CTG	1.190.315,93	0,00	0,00	0,00	1.190.315,93

TRIBUTOS	CTcomb	CTcomb - Frete	CTgp	CTce	TOTAL
TRIBUTOS	304.542,33	0,00	0,00	0,00	304.542,33

GERAÇÃO TOTAL	TOTAL
MWh	

ICMS	PIS E COFINS	TOTAL
214.256,87	90.285,46	304.542,33

DESCONTO ACR E FATOR DE CORTE	TOTAL
FATOR DE CORTE	1,00
ACR MÉDIO (R\$/MWh)	0,00

CUSTO TOTAL DA GERAÇÃO - VALOR LÍQUIDO	TOTAL
REEMBOLSO PREVISTO	1.190.315,93

PLANO ANUAL DE CUSTO

Beneficiário	CTcomb	CTcomb - Frete	CTGP	CTCE	Desconto ACR	Fator de Corte	Reembolso Previsto
AMAZONAS	455.641.917,99	0,00	103.302.817,60	4.252.600.407,17	-1.712.824.083,20	0,00	3.098.721.059,55
AMAZONAS GT	1.338.649.765,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.338.649.765,32
BR DISTRIBUIDORA	55.964.363,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	55.964.363,65
CEA	3.895.251,26	0,00	0,00	93.021.146,49	-14.835.722,68	-9.685.519,66	72.395.155,41
CELPA	0,00	0,00	16.827.028,97	497.251.340,90	-172.639.893,48	-12.974.662,10	328.463.814,29
CELPE	21.268.647,38	14.018.029,36	6.401.794,13	0,00	-7.095.582,87	-484.300,43	34.108.587,56
CERON	0,00	0,00	0,00	969.390.697,11	-264.862.668,58	-58.475.826,37	646.052.202,16
ELETROACRE	0,00	0,00	0,00	342.258.305,07	-78.031.303,15	-792.681,01	263.434.320,92
EMT	6.007.551,94	4.599.247,21	1.852.813,81	91.344.659,66	-101.130.498,73	-34.759,06	2.979.834,10
GERA	24.883.161,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24.883.161,12
JARAQUI	435.656,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	435.656,41
MANAUARA	28.534.105,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	28.534.105,85
RAESA	37.712.021,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37.712.021,93
RORAIMA	1.350.942.082,97	2.683.521,65	14.780.347,20	231.863.891,92	-429.105.857,78	-76.125.659,09	1.095.038.326,87
TAMBAQUI	1.190.315,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.190.315,93
	3.325.124.841,75	21.300.798,22	143.164.801,71	6.477.730.448,32	-2.780.525.610,47	-158.573.407,71	7.028.562.691,08

C.XX – Relação dos Custos Tributários por Beneficiário

ICMS													
Beneficiário	jan/20	fev/20	mar/20	abr/20	mai/20	jun/20	jul/20	ago/20	set/20	out/20	nov/20	dez/20	Total
AMAZONAS	62.243.918,58	58.884.989,79	60.452.682,95	58.843.798,87	60.093.978,76	58.632.525,12	60.312.959,60	60.875.343,89	59.853.368,38	61.915.966,62	60.643.927,82	62.034.699,23	724.788.159,61
AMAZONAS GT	23.797.962,83	22.262.610,39	23.797.962,83	23.030.286,61	23.797.962,83	23.030.286,61	23.797.962,83	23.797.962,83	23.030.286,61	23.797.962,83	23.030.286,61	23.626.569,14	280.798.102,95
BR DISTRIBUIDORA	1.003.815,02	1.001.991,19	1.116.246,67	1.114.635,48	882.358,74	1.091.289,08	1.173.700,76	1.115.154,47	967.203,98	1.041.405,12	1.033.260,91	1.005.960,96	12.547.022,39
CEA	80.812,09	79.170,81	86.929,49	89.393,98	83.257,55	81.794,82	86.884,48	91.869,32	94.118,37	105.544,85	92.986,72	86.911,13	1.059.673,61
CELPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CELPE	383.907,71	347.935,94	366.991,36	341.840,54	364.276,79	327.460,82	323.762,79	332.324,97	347.125,03	370.937,02	350.879,33	374.867,05	4.232.309,34
CERON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ELETROACRE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EMT	14.727,98	14.428,42	14.878,68	14.415,28	14.983,71	15.416,95	16.901,30	18.357,46	18.613,18	19.318,02	17.242,89	15.742,28	195.026,15
GERA	367.036,18	371.250,09	367.037,45	343.290,09	309.443,81	361.933,01	413.942,60	367.105,61	388.792,33	391.854,88	411.081,24	386.201,71	4.478.969,00
JARAQUI	6.282,10	8.802,84	8.200,02	5.659,39	2.949,29	6.120,23	17,14	11.325,54	7.740,29	11.348,79	6.277,73	3.694,80	78.418,15
MANAUARA	442.217,78	448.001,34	456.958,78	436.705,85	366.666,82	373.378,57	389.524,48	410.261,28	452.932,56	451.472,25	447.136,95	460.882,40	5.136.139,05
RAESA	564.491,55	487.799,19	548.511,39	544.313,32	642.189,56	562.312,68	598.243,06	611.496,23	523.318,71	562.485,54	563.424,25	579.578,47	6.788.163,95
RORAIMA	20.169.091,82	18.567.848,58	20.344.161,21	20.552.698,22	19.040.604,78	18.325.011,94	17.397.202,26	21.412.689,85	21.064.474,05	24.143.266,05	22.427.221,64	21.148.026,20	244.592.296,59
TAMBAQUI	21.289,01	19.896,68	16.633,34	7.028,68	9.265,97	23.257,99	18.316,45	11.709,65	23.315,61	22.639,65	30.937,87	9.965,96	214.256,87
TOTAL	109.095.552,64	102.494.725,26	107.577.194,18	105.324.066,30	105.607.938,62	102.830.787,82	104.529.417,73	109.055.601,09	106.771.289,10	112.834.201,65	109.054.663,96	109.733.099,33	1.284.908.537,67

PIS/COFINS													
Beneficiário	jan/20	fev/20	mar/20	abr/20	mai/20	jun/20	jul/20	ago/20	set/20	out/20	nov/20	dez/20	Total
AMAZONAS	34.441.077,31	32.805.536,01	36.013.561,48	35.158.321,39	35.720.681,69	34.522.706,89	35.759.073,24	36.398.339,14	36.291.979,36	37.882.262,17	36.502.555,06	36.470.110,45	427.966.204,18
AMAZONAS GT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BR DISTRIBUIDORA	462.680,26	417.152,28	458.133,19	450.736,15	348.532,77	428.424,12	449.253,36	448.900,62	415.331,51	453.617,11	427.517,90	416.415,49	5.176.694,76
CEA	671.240,43	653.601,72	712.204,14	704.355,58	734.283,61	708.630,10	733.250,23	786.303,03	820.825,27	870.460,85	824.962,20	744.649,04	8.964.766,22
CELPA	839.259,74	793.608,13	867.726,11	867.426,87	882.936,36	808.538,78	828.596,66	864.690,87	865.679,96	919.965,96	799.309,31	801.336,15	10.139.074,91
CELPE	295.059,98	267.217,06	283.238,13	262.770,77	281.343,34	253.396,00	251.271,70	257.089,89	266.252,76	283.270,94	272.265,70	290.837,97	3.264.014,23
CERON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ELETROACRE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EMT	415.755,31	327.885,39	453.867,61	378.415,46	355.860,01	316.748,65	323.987,39	320.742,49	315.753,32	334.262,43	357.562,28	396.328,21	4.297.168,55
GERA	154.664,97	156.440,66	154.665,50	144.658,63	130.396,18	152.514,55	174.430,81	154.694,22	163.832,77	165.123,29	173.225,07	162.741,11	1.887.387,77
JARAQUI	2.647,21	3.709,42	3.455,40	2.384,80	1.242,80	2.579,00	7,22	4.772,46	3.261,67	4.782,26	2.645,36	1.556,95	33.044,54
MANAUARA	186.345,66	188.782,79	192.557,35	184.022,99	154.509,32	157.337,58	164.141,29	172.879,54	190.860,75	190.245,39	188.418,54	194.210,72	2.164.311,93
RAESA	237.870,47	205.553,16	231.136,61	229.367,59	270.611,55	236.952,31	252.092,98	257.677,72	220.520,69	237.025,16	237.420,72	244.227,93	2.860.456,86
RORAIMA	1.826.006,50	1.683.135,58	1.841.026,77	1.853.838,71	1.731.771,19	1.667.578,65	1.594.627,77	1.930.631,14	1.897.041,83	2.159.018,86	2.011.012,53	1.908.383,88	22.104.073,42
TAMBAQUI	8.970,95	8.384,24	7.009,10	2.961,81	3.904,58	9.800,66	7.718,35	4.934,31	9.824,94	9.540,10	13.036,88	4.199,54	90.285,46
TOTAL	39.541.578,80	37.511.006,44	41.218.581,40	40.239.260,75	40.616.073,40	39.265.207,29	40.538.450,99	41.601.655,44	41.461.164,83	43.509.574,52	41.809.931,55	41.634.997,44	488.947.482,85

C.XXI – Custo de Sub-Rogação por Beneficiário



Contas
Sub-

SUB-ROGAÇÃO

Beneficiários	Tipo da Sub-rogação	Empreendimento	Valo
AMAZONAS	Obras em Andamento	Itacoatira	
CERON	Obras em Andamento	Buritis + Ponta do Abuanã	
EMT	Operação Comercial	LT Comodoro - EMT	
EMT	Operação Comercial	Paranorte	

9.4. ANEXO D – RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO – RGR

D.I - Memorando nº 524/2017 SFF-Aneel

Número: 48536.004295/2017-00



Memorando nº 524/2017–SFF/ANEEL

Em 15 de setembro de 2017.

Ao Superintendente de Gestão Tarifária – SGT
Davi Antunes Lima

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

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

Atenciosamente,

TICIANA FREITAS DE SOUSA
Superintendente de Fiscalização Econômica e Financeira

¹ Sic nº 48581.002145/2017-00.

² Sic nº 48536.004273/2017-00.

EBD



ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

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



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

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

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

EBD



ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

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



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

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

EBD



ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

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

D.II - Projeção Eletrobras 2020 - Recebíveis sem IR



CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS
 Diretoria Financeira - DF
 Departamento de Administração de Investimentos - DFI
 Divisão de Administração de Contratos de Empréstimos e Financiamentos Concedidos - DFIC
 Créditos a Receber dos Contratos de Financiamentos Concedidos

Empresa	jan/20	fev/20	mar/20	abr/20	mai/20	jun/20	jul/20	ago/20	set/20	out/20	nov/20	dez/20
CELESC-DIS	272.234,31	271.194,32	270.154,33	269.114,34	91.172,99	90.870,09	90.567,19	90.264,29	89.961,39	89.658,49	89.355,59	89.052,69
CEMAR	224.795,96	223.942,79	223.089,62	222.236,46	221.383,29	220.530,12	219.676,95	218.823,78	217.970,61	217.117,44	216.264,27	215.411,10
CEMIG-DIST	1.097.417,68	1.093.176,71	1.088.935,73	1.084.694,76	1.080.453,79	1.076.212,81	1.071.971,84	1.067.730,87	1.063.489,89	1.059.248,92	292.083,92	291.021,79
CEREJ	463,22	461,51	459,80	458,09	456,38	454,67	452,96	451,25	449,54	447,83	446,12	444,42
CERIM	4.226,73	4.209,76	4.192,78	4.175,81	4.158,83	4.141,86	4.124,88	4.107,91	4.090,93	0,00	0,00	0,00
CERTAJA	59.365,28	59.145,08	58.924,89	58.704,69	52.294,39	52.099,98	51.905,58	51.711,18	51.516,77	51.322,37	51.127,97	50.933,57
CERTEL-ENER	34.886,53	34.759,09	34.631,64	33.017,92	32.896,68	32.775,43	32.654,18	32.532,93	32.411,69	32.290,44	32.169,19	32.047,94
CERTHIL	23.909,54	23.822,28	23.735,01	23.647,75	23.560,49	23.473,23	23.385,97	23.298,71	23.211,45	23.124,19	23.036,93	22.949,66
COCEL	8.932,84	8.897,40	8.861,95	8.826,50	9.074,63	9.039,19	9.003,74	8.968,29	8.932,84	8.897,40	8.861,95	8.826,50
COOPERNORTE	14.642,53	14.589,36	14.536,19	14.483,02	14.429,86	13.741,10	13.690,58	13.640,06	13.589,54	13.539,03	13.488,51	13.437,99
COPREL	70.555,01	70.292,15	70.029,29	69.766,42	63.812,91	63.573,76	63.334,60	63.095,45	62.856,30	62.617,15	62.377,99	62.138,84
CRERAL	5.489,88	5.469,99	5.450,09	5.430,20	5.410,31	5.390,41	5.370,52	5.350,62	5.330,73	5.310,84	5.290,94	4.752,49
IGUACU	1.860,08	1.852,46	1.844,84	1.837,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RGE	119.216,55	118.731,93	118.247,31	117.762,69	117.278,07	116.793,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BOA VISTA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CERAÁ	1.152,86	1.148,51	1.144,16	1.139,81	1.135,46	1.131,11	1.126,76	1.122,41	1.118,06	1.113,71	1.109,36	1.105,01
CERCI	5.896,43	5.875,74	5.855,05	5.834,36	5.813,67	5.792,98	5.772,29	5.751,60	5.730,91	5.710,22	5.689,53	5.668,84
CERFOX	41.645,22	41.493,17	41.341,11	39.486,54	39.341,57	39.196,61	39.051,64	38.906,68	38.761,71	38.616,75	38.471,78	38.326,82
CETRIL	11.723,04	11.678,46	11.633,89	11.589,32	11.544,74	11.500,17	11.455,59	11.411,02	11.366,44	11.321,87	11.277,30	11.232,72
CHESP	8.930,03	8.895,83	8.861,63	8.827,43	8.793,24	8.759,04	8.724,84	4.986,63	4.967,86	4.949,10	4.930,33	4.911,56
COELCE	564.976,60	562.870,75	560.764,91	558.659,07	556.553,22	554.447,38	552.341,53	550.235,69	548.129,85	546.024,00	543.918,16	541.812,31
COESO	1.363,71	1.358,72	1.353,72	1.348,73	1.343,73	1.338,74	1.333,74	1.328,75	1.323,75	1.318,76	1.313,76	1.308,77
CPFL	44.256,62	44.096,27	43.935,92	43.775,57	43.615,22	43.454,87	43.294,52	43.134,17	42.973,82	42.813,47	42.653,12	42.492,77
ELETCAR	98.951,81	98.627,38	98.302,94	97.978,51	97.654,08	97.329,65	97.005,22	96.680,78	96.356,35	96.031,92	95.707,49	95.383,06
ELETRONUCLEAI	8.801.558,41	8.776.047,89	8.750.537,37	8.725.026,85	8.699.516,32	8.674.005,80	8.648.495,28	8.622.984,76	8.597.474,24	8.571.963,71	8.546.453,19	8.520.942,67
ELFSM	117.712,05	117.250,25	116.788,45	116.326,64	115.864,84	115.403,04	114.941,24	114.479,44	114.017,64	113.555,84	113.094,04	112.632,24
ENERGIS-MG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ESCELSA	539.757,28	537.593,61	535.429,93	533.266,25	531.102,57	528.938,89	526.775,21	524.611,53	522.447,85	520.284,17	518.120,49	515.956,81
NOVAPALMA	865,05	861,80	858,55	855,30	852,05	848,79	845,54	842,29	839,04	835,79	832,53	829,28
SULGIPE	16.345,83	16.282,50	16.219,17	16.155,83	16.092,50	16.029,16	15.965,83	15.902,50	15.839,16	15.775,83	15.712,49	15.649,16
CEDRAP	10.540,35	10.503,09	10.465,82	10.428,56	10.391,30	10.354,03	10.316,77	10.279,51	10.242,25	10.204,98	10.167,72	10.130,46
CEDRI	355,25	353,96	352,67	351,38	350,09	348,79	347,50	346,21	344,92	343,63	342,34	341,04
CELG	337.459,69	336.311,87	335.164,05	334.016,23	332.868,40	331.720,58	330.572,76	329.424,94	328.277,12	327.129,29	325.981,47	324.833,65
CELPA	783.854,87	781.058,08	778.261,29	775.464,51	772.667,73	769.870,94	767.074,16	764.277,38	761.480,60	758.683,81	755.887,02	753.090,24
CERMISSOES	43.204,06	43.045,26	42.886,46	42.727,66	42.568,86	42.410,06	42.251,26	42.092,46	39.101,02	38.954,03	38.807,03	38.660,03
COOPERSUL	13.632,98	13.583,23	13.533,47	13.483,72	13.433,96	13.384,21	13.334,45	13.284,70	13.234,94	13.185,18	13.135,43	13.085,67
COPEL-DIST	926.459,51	922.788,24	919.116,98	915.445,71	911.774,45	908.103,19	904.431,92	900.760,66	153.008,20	152.437,28	151.866,35	151.295,42
CRELUZ	37.485,97	37.346,71	35.431,60	35.299,74	35.167,88	35.036,02	34.904,16	34.772,30	34.640,44	34.508,58	34.376,72	34.244,86
EBE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ENERGISA TO	401.086,55	399.562,69	398.038,83	396.514,97	394.991,10	393.467,24	391.943,38	390.419,52	388.895,66	387.371,80	288.402,48	287.284,64
FURNAS	28.507,09	28.389,78	28.272,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RGE-SUL	530.583,32	528.474,67	526.366,02	524.257,37	522.148,72	520.040,07	517.931,42	515.822,77	513.714,12	511.605,47	509.496,82	507.388,17
AMAZONAS	1.192.818,38	1.188.334,06	1.183.849,73	1.179.365,41	1.174.881,08	1.170.396,76	1.165.912,43	1.161.428,11	1.156.943,79	1.152.459,46	1.147.975,14	1.143.490,81
AMAZONAS GT	306.843,59	305.699,11	304.554,64	303.410,17	302.265,70	301.121,22	299.976,75	298.832,28	297.687,81	296.543,33	295.398,86	294.254,39
CEEE-D	234.558,04	233.791,80	233.025,57	232.259,33	231.493,09	230.726,86	229.960,62	229.194,39	228.428,15	227.661,92	226.895,68	226.129,45
CERAL-SC	180,11	179,37	178,64	177,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CERGRAND	2.841,65	2.830,50	2.819,36	2.808,21	2.797,07	2.785,93	2.774,78	2.763,64	2.752,50	2.741,35	2.730,21	2.719,06
CERPRO	858,37	855,10	851,84	848,58	845,31	842,05	838,78	835,52	832,26	828,99	825,73	822,47
CESP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELETRONORTE	2.162.837,74	2.154.809,45	2.146.781,17	2.138.752,88	2.130.724,60	2.122.696,31	2.114.668,03	2.106.639,74	2.098.611,46	2.090.583,17	2.082.554,89	2.074.526,60
TOTAL	19.207.238,59	19.142.542,65	19.077.848,71	19.013.154,77	18.948.460,83	18.883.766,89	18.819.072,95	18.754.379,01	18.689.685,07	18.624.991,13	18.560.297,19	18.495.603,25

D.III - Despacho nº 2.190/2019

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

DESPACHO Nº 2.190, DE 8 DE AGOSTO DE 2019

Texto Original

A SUPERINTENDENTE DE FISCALIZAÇÃO ECONÔMICA E FINANCEIRA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso das atribuições que lhe foram delegadas pela Portaria nº 4.659 de 18 de julho 2017, de acordo com o disposto no inciso XLIII do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, na Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, na Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, no art. 2º da Resolução ANEEL nº 23, de 5 de fevereiro de 1999, e no inciso II do art. 7º da Portaria Interministerial nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e no art. 20 da Lei nº 12.431, de 24 de junho 2011, e o constante do Processo nº 48500.000426/2019-77, em particular a Nota Técnica nº 126/2019-SFF/ANEEL, SIC nº 48536.002716/2019-00, decide: I – fixar o valor da quota da Reserva Global de Reversão – RGR para as concessionárias do serviço público de energia elétrica relacionadas no ANEXO, referente ao período de julho de 2019 a junho de 2020, já deduzido da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE; II - fixar os ajustes relativos à quota anual da RGR dos exercícios de 2017 e 2018; III – fixar ajustes referentes a exercícios anteriores e outros ajustes, em casos específicos, conforme demonstrado na referida Nota Técnica; IV - fixar a quota anual de RGR, apurada pelo somatório da quota anual fixada para o mencionado período de competência com os ajustes de 2017 e 2018 e os referentes a exercícios anteriores a 2017 e outros ajustes; V – fixar a quota mensal líquida ser paga ou recebida por cada concessionária, em doze parcelas; e VI - estabelecer que a data de pagamento da primeira parcela é 30 de agosto de 2019 e a data de pagamento das demais parcelas é o dia 15 do mês subsequente ao mês de competência, de acordo com os boletos bancários emitidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, na condição de gestora dos recursos da RGR; VII - ficam as empresas científicadas da possibilidade de eventual recurso no prazo legal de 10 dias; e VIII – este Despacho entra em vigor na data de sua publicação. A íntegra deste Despacho e respectivo anexo está disponível em www.aneel.gov.br/biblioteca.

TICIANA FREITAS DE SOUSA

Retificado no D.O. de 06.09.2019.

ANEXO – Fixação das quotas de RGR para o período de julho de 2019 a junho de 2020																																																																																																															
valores em Reais																																																																																																															
nº	Nome do Agente	RGR Líquida	Ajustes	Rf	Total a Pagar/ (receber)	Nº pc	Valor da Parcela(*)																																																																																																								
1	AETE - Amazônia - Eletronorte Transmissora de Energia S/A	1.232.001,74	82.304,32	a	1.400.403,57	12	116.700,30																																																																																																								
			86.097,51	b				2	AFLUENTE - AFLUENTE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	693.796,68	(13.014,98)	a	747.312,64	12	62.276,05	66.530,93	b	3	AFLUENTE T - Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	982.948,57	44.264,78	a	991.688,93	12	82.640,74	(35.524,42)	b	4	AMAZONAS GT - Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A	6.297.516,29	3.895.293,51	a	20.401.198,44	12	1.700.099,87	10.208.388,64	b	5	ARARAQUARA - Araraquara Transmissora de Energia S.A.	717.165,31	76.549,34	a	866.065,41	12	72.172,12	72.350,76	b	6	ATE III - ATE III Transmissora de Energia S/A	3.278.206,04	188.689,06	a	3.965.799,18	12	330.483,26	498.904,08	b	7	ATE IV - São Mateus Transmissora de Energia S.A.	569.856,22	68.180,52	a	722.129,35	12	60.177,45	84.092,61	b	8	ATE V - Londrina Transmissora de Energia S.A.	476.373,05	42.437,10	a	553.304,53	12	46.108,71	34.494,38	b	9	ATE VI - Campos Novos Transmissora de Energia S.A.	593.556,93	86.337,95	a	724.156,87	12	60.346,41	44.261,99	b	10	ATE VII - Foz do Iguaçu transmissora de Energia S.A.	387.590,58	74.343,65	a	501.090,11	12	41.757,51	39.155,88	b	11	ATE VIII - ATE VIII TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	212.032,49	30.949,73	a	248.984,78	12	20.748,73	6.002,56	b	12	ATLÂNTICO - Concessionária de Transmissão de	254.427,98	7.847,08
2	AFLUENTE - AFLUENTE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S/A	693.796,68	(13.014,98)	a	747.312,64	12	62.276,05																																																																																																								
			66.530,93	b				3	AFLUENTE T - Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	982.948,57	44.264,78	a	991.688,93	12	82.640,74	(35.524,42)	b	4	AMAZONAS GT - Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A	6.297.516,29	3.895.293,51	a	20.401.198,44	12	1.700.099,87	10.208.388,64	b	5	ARARAQUARA - Araraquara Transmissora de Energia S.A.	717.165,31	76.549,34	a	866.065,41	12	72.172,12	72.350,76	b	6	ATE III - ATE III Transmissora de Energia S/A	3.278.206,04	188.689,06	a	3.965.799,18	12	330.483,26	498.904,08	b	7	ATE IV - São Mateus Transmissora de Energia S.A.	569.856,22	68.180,52	a	722.129,35	12	60.177,45	84.092,61	b	8	ATE V - Londrina Transmissora de Energia S.A.	476.373,05	42.437,10	a	553.304,53	12	46.108,71	34.494,38	b	9	ATE VI - Campos Novos Transmissora de Energia S.A.	593.556,93	86.337,95	a	724.156,87	12	60.346,41	44.261,99	b	10	ATE VII - Foz do Iguaçu transmissora de Energia S.A.	387.590,58	74.343,65	a	501.090,11	12	41.757,51	39.155,88	b	11	ATE VIII - ATE VIII TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	212.032,49	30.949,73	a	248.984,78	12	20.748,73	6.002,56	b	12	ATLÂNTICO - Concessionária de Transmissão de	254.427,98	7.847,08	a	240.244,00	12	20.020,33	(22.031,06)	b				
3	AFLUENTE T - Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	982.948,57	44.264,78	a	991.688,93	12	82.640,74																																																																																																								
			(35.524,42)	b				4	AMAZONAS GT - Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A	6.297.516,29	3.895.293,51	a	20.401.198,44	12	1.700.099,87	10.208.388,64	b	5	ARARAQUARA - Araraquara Transmissora de Energia S.A.	717.165,31	76.549,34	a	866.065,41	12	72.172,12	72.350,76	b	6	ATE III - ATE III Transmissora de Energia S/A	3.278.206,04	188.689,06	a	3.965.799,18	12	330.483,26	498.904,08	b	7	ATE IV - São Mateus Transmissora de Energia S.A.	569.856,22	68.180,52	a	722.129,35	12	60.177,45	84.092,61	b	8	ATE V - Londrina Transmissora de Energia S.A.	476.373,05	42.437,10	a	553.304,53	12	46.108,71	34.494,38	b	9	ATE VI - Campos Novos Transmissora de Energia S.A.	593.556,93	86.337,95	a	724.156,87	12	60.346,41	44.261,99	b	10	ATE VII - Foz do Iguaçu transmissora de Energia S.A.	387.590,58	74.343,65	a	501.090,11	12	41.757,51	39.155,88	b	11	ATE VIII - ATE VIII TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	212.032,49	30.949,73	a	248.984,78	12	20.748,73	6.002,56	b	12	ATLÂNTICO - Concessionária de Transmissão de	254.427,98	7.847,08	a	240.244,00	12	20.020,33	(22.031,06)	b														
4	AMAZONAS GT - Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A	6.297.516,29	3.895.293,51	a	20.401.198,44	12	1.700.099,87																																																																																																								
			10.208.388,64	b				5	ARARAQUARA - Araraquara Transmissora de Energia S.A.	717.165,31	76.549,34	a	866.065,41	12	72.172,12	72.350,76	b	6	ATE III - ATE III Transmissora de Energia S/A	3.278.206,04	188.689,06	a	3.965.799,18	12	330.483,26	498.904,08	b	7	ATE IV - São Mateus Transmissora de Energia S.A.	569.856,22	68.180,52	a	722.129,35	12	60.177,45	84.092,61	b	8	ATE V - Londrina Transmissora de Energia S.A.	476.373,05	42.437,10	a	553.304,53	12	46.108,71	34.494,38	b	9	ATE VI - Campos Novos Transmissora de Energia S.A.	593.556,93	86.337,95	a	724.156,87	12	60.346,41	44.261,99	b	10	ATE VII - Foz do Iguaçu transmissora de Energia S.A.	387.590,58	74.343,65	a	501.090,11	12	41.757,51	39.155,88	b	11	ATE VIII - ATE VIII TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	212.032,49	30.949,73	a	248.984,78	12	20.748,73	6.002,56	b	12	ATLÂNTICO - Concessionária de Transmissão de	254.427,98	7.847,08	a	240.244,00	12	20.020,33	(22.031,06)	b																								
5	ARARAQUARA - Araraquara Transmissora de Energia S.A.	717.165,31	76.549,34	a	866.065,41	12	72.172,12																																																																																																								
			72.350,76	b				6	ATE III - ATE III Transmissora de Energia S/A	3.278.206,04	188.689,06	a	3.965.799,18	12	330.483,26	498.904,08	b	7	ATE IV - São Mateus Transmissora de Energia S.A.	569.856,22	68.180,52	a	722.129,35	12	60.177,45	84.092,61	b	8	ATE V - Londrina Transmissora de Energia S.A.	476.373,05	42.437,10	a	553.304,53	12	46.108,71	34.494,38	b	9	ATE VI - Campos Novos Transmissora de Energia S.A.	593.556,93	86.337,95	a	724.156,87	12	60.346,41	44.261,99	b	10	ATE VII - Foz do Iguaçu transmissora de Energia S.A.	387.590,58	74.343,65	a	501.090,11	12	41.757,51	39.155,88	b	11	ATE VIII - ATE VIII TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	212.032,49	30.949,73	a	248.984,78	12	20.748,73	6.002,56	b	12	ATLÂNTICO - Concessionária de Transmissão de	254.427,98	7.847,08	a	240.244,00	12	20.020,33	(22.031,06)	b																																		
6	ATE III - ATE III Transmissora de Energia S/A	3.278.206,04	188.689,06	a	3.965.799,18	12	330.483,26																																																																																																								
			498.904,08	b				7	ATE IV - São Mateus Transmissora de Energia S.A.	569.856,22	68.180,52	a	722.129,35	12	60.177,45	84.092,61	b	8	ATE V - Londrina Transmissora de Energia S.A.	476.373,05	42.437,10	a	553.304,53	12	46.108,71	34.494,38	b	9	ATE VI - Campos Novos Transmissora de Energia S.A.	593.556,93	86.337,95	a	724.156,87	12	60.346,41	44.261,99	b	10	ATE VII - Foz do Iguaçu transmissora de Energia S.A.	387.590,58	74.343,65	a	501.090,11	12	41.757,51	39.155,88	b	11	ATE VIII - ATE VIII TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	212.032,49	30.949,73	a	248.984,78	12	20.748,73	6.002,56	b	12	ATLÂNTICO - Concessionária de Transmissão de	254.427,98	7.847,08	a	240.244,00	12	20.020,33	(22.031,06)	b																																												
7	ATE IV - São Mateus Transmissora de Energia S.A.	569.856,22	68.180,52	a	722.129,35	12	60.177,45																																																																																																								
			84.092,61	b				8	ATE V - Londrina Transmissora de Energia S.A.	476.373,05	42.437,10	a	553.304,53	12	46.108,71	34.494,38	b	9	ATE VI - Campos Novos Transmissora de Energia S.A.	593.556,93	86.337,95	a	724.156,87	12	60.346,41	44.261,99	b	10	ATE VII - Foz do Iguaçu transmissora de Energia S.A.	387.590,58	74.343,65	a	501.090,11	12	41.757,51	39.155,88	b	11	ATE VIII - ATE VIII TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	212.032,49	30.949,73	a	248.984,78	12	20.748,73	6.002,56	b	12	ATLÂNTICO - Concessionária de Transmissão de	254.427,98	7.847,08	a	240.244,00	12	20.020,33	(22.031,06)	b																																																						
8	ATE V - Londrina Transmissora de Energia S.A.	476.373,05	42.437,10	a	553.304,53	12	46.108,71																																																																																																								
			34.494,38	b				9	ATE VI - Campos Novos Transmissora de Energia S.A.	593.556,93	86.337,95	a	724.156,87	12	60.346,41	44.261,99	b	10	ATE VII - Foz do Iguaçu transmissora de Energia S.A.	387.590,58	74.343,65	a	501.090,11	12	41.757,51	39.155,88	b	11	ATE VIII - ATE VIII TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	212.032,49	30.949,73	a	248.984,78	12	20.748,73	6.002,56	b	12	ATLÂNTICO - Concessionária de Transmissão de	254.427,98	7.847,08	a	240.244,00	12	20.020,33	(22.031,06)	b																																																																
9	ATE VI - Campos Novos Transmissora de Energia S.A.	593.556,93	86.337,95	a	724.156,87	12	60.346,41																																																																																																								
			44.261,99	b				10	ATE VII - Foz do Iguaçu transmissora de Energia S.A.	387.590,58	74.343,65	a	501.090,11	12	41.757,51	39.155,88	b	11	ATE VIII - ATE VIII TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	212.032,49	30.949,73	a	248.984,78	12	20.748,73	6.002,56	b	12	ATLÂNTICO - Concessionária de Transmissão de	254.427,98	7.847,08	a	240.244,00	12	20.020,33	(22.031,06)	b																																																																										
10	ATE VII - Foz do Iguaçu transmissora de Energia S.A.	387.590,58	74.343,65	a	501.090,11	12	41.757,51																																																																																																								
			39.155,88	b				11	ATE VIII - ATE VIII TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	212.032,49	30.949,73	a	248.984,78	12	20.748,73	6.002,56	b	12	ATLÂNTICO - Concessionária de Transmissão de	254.427,98	7.847,08	a	240.244,00	12	20.020,33	(22.031,06)	b																																																																																				
11	ATE VIII - ATE VIII TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	212.032,49	30.949,73	a	248.984,78	12	20.748,73																																																																																																								
			6.002,56	b				12	ATLÂNTICO - Concessionária de Transmissão de	254.427,98	7.847,08	a	240.244,00	12	20.020,33	(22.031,06)	b																																																																																														
12	ATLÂNTICO - Concessionária de Transmissão de	254.427,98	7.847,08	a	240.244,00	12	20.020,33																																																																																																								
			(22.031,06)	b																																																																																																											

ANEXO – Fixação das quotas de RGR para o período de julho de 2019 a junho de 2020							
valores em Reais							
nº	Nome do Agente	RGR Líquida	Ajustes	Rf	Total a Pagar/ (receber)	Nº pc	Valor da Parcela(*)
	Energia do Brasil S.A						
13	Brasnorte - Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	752.236,05	27.586,23	a	842.755,16	12	70.229,60
			62.932,88	b			
14	BRILHANTE - Brilhante Transmissora de Energia S.A.	1.556.783,40	286.055,17	a	2.283.747,00	12	190.312,25
			440.908,43	b			
15	BRILHANTE II - Brilhante II Transmissora de Energia Ltda	114.987,98	5.845,08	a	146.346,96	12	12.195,58
			25.513,90	b			
16	CAIUÁ-T - CAIUÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	607.068,32	(70.364,01)	a	527.575,49	12	43.964,62
			(9.128,82)	b			
17	Caldas Novas - CALDAS NOVAS TRANSMISSÃO S.A.	135.320,15	15.318,11	a	169.622,25	12	14.135,19
			18.983,99	b			
18	CATXERÊ - Catxerê Transmissora de Energia S.A.	1.707.144,97	224.340,83	a	2.010.862,58	12	167.571,88
			79.376,78	b			
19	CDSA - Centrais Elétricas Cachoeira Dourada	5.245.229,50	(594.110,41)	a	4.558.950,76	12	379.912,56
			(92.168,33)	b			
20	CEEE-GT - Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	1.126.927,55	(646.945,13)	a	1.608.565,81	12	134.047,15
			1.128.583,39	b			
21	CEMIG-GT - CEMIG Geração e Transmissão S/A	22.031.846,73	(17.926.557,21)	a	1.166.355,06	12	97.196,25
			(2.938.934,46)	b			
22	Centroeste - Companhia de Transmissão Centroeste de Minas	458.395,10	42.401,11	a	525.753,99	12	43.812,83
			24.957,79	b			
23		3.373.551,00	6.648.555,11	a	1.640.719,12	12	136.726,59

ANEXO – Fixação das quotas de RGR para o período de julho de 2019 a junho de 2020							
valores em Reais							
nº	Nome do Agente	RGR Líquida	Ajustes	Rf	Total a Pagar/ (receber)	Nº pc	Valor da Parcela(*)
	CESP - Companhia Energética de São Paulo		(8.381.386,99)	b			
24	CGTEE - Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica	15.881.932,38	(3.661.424,47)	a	18.622.796,35	12	1.551.899,70
			6.402.288,44	b			
25	CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	44.503.205,73	5.781.042,40	a	57.835.946,55	12	4.819.662,21
			7.551.698,42	b			
26	Chimay Empreendimentos e Participações Ltda	0,00	10.022,39	a	47.820,69	12	3.985,06
			37.798,30	b			
27	CIEN - Companhia de Interconexão Energética	9.042.761,49	897.499,11	a	10.739.551,58	12	894.962,63
			799.290,98	b			
28	COPEL-GT - Copel Geração e Transmissão S.A.	56.248.254,79	8.105.312,10	a	66.622.102,00	12	5.551.841,83
			2.268.535,11	b			
29	Coqueiros - Coqueiros Transmissora de Energia S/A	237.524,20	5.428,76	a	250.196,77	12	20.849,73
			7.243,81	b			
30	COSTA OESTE - COSTA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	278.296,34	(34.280,88)	a	220.570,53	12	18.380,88
			(23.444,93)	b			
31	CPTe - Cachoeira Paulista Transmissora de Energia S.A.	2.094.939,61	(9.269,02)	a	2.131.503,08	12	177.625,26
			45.832,49	b			
32	EATE - Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S/A	7.819.332,86	(1.785.189,11)	a	5.340.243,13	12	445.020,26
			(693.900,62)	b			
33	EBTE - Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A.	1.419.762,70	145.545,24	a	1.753.905,41	12	146.158,78
			188.597,47	b			
34	ECTE - Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S/A	1.260.259,55	(682.421,30)	a	111.549,32	12	9.295,78
			(466.288,93)	b			

ANEXO – Fixação das quotas de RGR para o período de julho de 2019 a junho de 2020																																																																																																																																	
valores em Reais																																																																																																																																	
nº	Nome do Agente	RGR Líquida	Ajustes	Rf	Total a Pagar/ (receber)	Nº pc	Valor da Parcela(*)																																																																																																																										
35	ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A.	153.966.188,95	(2.914.001,64)	a	173.752.591,29	12	14.479.382,61																																																																																																																										
			22.700.403,98	b				36	ELETRONUCLEAR - Eletrobrás Termonu clear S/A.	93.984.458,52	11.754.398,74	a	113.629.645,18	12	9.469.137,10	7.890.787,92	b	37	ELETROSUL - Eletrosul Centrais Elétricas S/A	8.315.808,90	1.090.212,06	a	11.881.406,30	12	990.117,19	2.475.385,34	b	38	ENCRUZO - Encruzo Novo Transmissora de Energia S/A.	348.788,44	21.069,60	a	367.269,20	12	30.605,77	(2.588,84)	b	39	ENERGEST - Energest S/A	4.438.265,62	5.490,26	a	4.342.270,40	12	361.855,87	(101.485,48)	b	40	ENTE - Empresa Norte de Transmissão de Energia S/A	6.161.076,44	463.843,58	a	7.041.089,21	12	586.757,43	416.169,19	b	41	ERTE - Empresa Regional de Transmissão de Energia S/A	1.410.855,76	85.934,58	a	1.618.797,37	12	134.899,78	122.007,03	b	42	ESDE - Empresa Santos Dumont de Energia S.A.	330.352,99	8.740,75	a	403.133,66	12	33.594,47	64.039,92	b	43	EtauSA - Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S/A	1.222.895,55	108.954,82	a	1.530.083,99	12	127.507,00	198.233,62	b	44	ETEE - Expansion Transmissão de Energia Elétrica S/A	3.173.525,72	(1.498.202,68)	a	1.227.148,98	12	102.262,42	(448.174,06)	b	45	ETEM - Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A.	371.630,78	18.053,46	a	394.333,03	12	32.861,09	4.648,79	b	46	ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia S/A	1.413.702,62	(764.356,80)	a	472.922,57	12	39.410,21	(176.423,25)	b	47	ETES - Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	414.506,58	8.064,22	a	449.562,03	12	37.463,50	26.991,23	b	48	
36	ELETRONUCLEAR - Eletrobrás Termonu clear S/A.	93.984.458,52	11.754.398,74	a	113.629.645,18	12	9.469.137,10																																																																																																																										
			7.890.787,92	b				37	ELETROSUL - Eletrosul Centrais Elétricas S/A	8.315.808,90	1.090.212,06	a	11.881.406,30	12	990.117,19	2.475.385,34	b	38	ENCRUZO - Encruzo Novo Transmissora de Energia S/A.	348.788,44	21.069,60	a	367.269,20	12	30.605,77	(2.588,84)	b	39	ENERGEST - Energest S/A	4.438.265,62	5.490,26	a	4.342.270,40	12	361.855,87	(101.485,48)	b	40	ENTE - Empresa Norte de Transmissão de Energia S/A	6.161.076,44	463.843,58	a	7.041.089,21	12	586.757,43	416.169,19	b	41	ERTE - Empresa Regional de Transmissão de Energia S/A	1.410.855,76	85.934,58	a	1.618.797,37	12	134.899,78	122.007,03	b	42	ESDE - Empresa Santos Dumont de Energia S.A.	330.352,99	8.740,75	a	403.133,66	12	33.594,47	64.039,92	b	43	EtauSA - Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S/A	1.222.895,55	108.954,82	a	1.530.083,99	12	127.507,00	198.233,62	b	44	ETEE - Expansion Transmissão de Energia Elétrica S/A	3.173.525,72	(1.498.202,68)	a	1.227.148,98	12	102.262,42	(448.174,06)	b	45	ETEM - Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A.	371.630,78	18.053,46	a	394.333,03	12	32.861,09	4.648,79	b	46	ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia S/A	1.413.702,62	(764.356,80)	a	472.922,57	12	39.410,21	(176.423,25)	b	47	ETES - Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	414.506,58	8.064,22	a	449.562,03	12	37.463,50	26.991,23	b	48		2.237.875,29	135.917,97	a	2.517.021,26	12	209.751,77				
37	ELETROSUL - Eletrosul Centrais Elétricas S/A	8.315.808,90	1.090.212,06	a	11.881.406,30	12	990.117,19																																																																																																																										
			2.475.385,34	b				38	ENCRUZO - Encruzo Novo Transmissora de Energia S/A.	348.788,44	21.069,60	a	367.269,20	12	30.605,77	(2.588,84)	b	39	ENERGEST - Energest S/A	4.438.265,62	5.490,26	a	4.342.270,40	12	361.855,87	(101.485,48)	b	40	ENTE - Empresa Norte de Transmissão de Energia S/A	6.161.076,44	463.843,58	a	7.041.089,21	12	586.757,43	416.169,19	b	41	ERTE - Empresa Regional de Transmissão de Energia S/A	1.410.855,76	85.934,58	a	1.618.797,37	12	134.899,78	122.007,03	b	42	ESDE - Empresa Santos Dumont de Energia S.A.	330.352,99	8.740,75	a	403.133,66	12	33.594,47	64.039,92	b	43	EtauSA - Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S/A	1.222.895,55	108.954,82	a	1.530.083,99	12	127.507,00	198.233,62	b	44	ETEE - Expansion Transmissão de Energia Elétrica S/A	3.173.525,72	(1.498.202,68)	a	1.227.148,98	12	102.262,42	(448.174,06)	b	45	ETEM - Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A.	371.630,78	18.053,46	a	394.333,03	12	32.861,09	4.648,79	b	46	ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia S/A	1.413.702,62	(764.356,80)	a	472.922,57	12	39.410,21	(176.423,25)	b	47	ETES - Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	414.506,58	8.064,22	a	449.562,03	12	37.463,50	26.991,23	b	48		2.237.875,29	135.917,97	a	2.517.021,26	12	209.751,77														
38	ENCRUZO - Encruzo Novo Transmissora de Energia S/A.	348.788,44	21.069,60	a	367.269,20	12	30.605,77																																																																																																																										
			(2.588,84)	b				39	ENERGEST - Energest S/A	4.438.265,62	5.490,26	a	4.342.270,40	12	361.855,87	(101.485,48)	b	40	ENTE - Empresa Norte de Transmissão de Energia S/A	6.161.076,44	463.843,58	a	7.041.089,21	12	586.757,43	416.169,19	b	41	ERTE - Empresa Regional de Transmissão de Energia S/A	1.410.855,76	85.934,58	a	1.618.797,37	12	134.899,78	122.007,03	b	42	ESDE - Empresa Santos Dumont de Energia S.A.	330.352,99	8.740,75	a	403.133,66	12	33.594,47	64.039,92	b	43	EtauSA - Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S/A	1.222.895,55	108.954,82	a	1.530.083,99	12	127.507,00	198.233,62	b	44	ETEE - Expansion Transmissão de Energia Elétrica S/A	3.173.525,72	(1.498.202,68)	a	1.227.148,98	12	102.262,42	(448.174,06)	b	45	ETEM - Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A.	371.630,78	18.053,46	a	394.333,03	12	32.861,09	4.648,79	b	46	ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia S/A	1.413.702,62	(764.356,80)	a	472.922,57	12	39.410,21	(176.423,25)	b	47	ETES - Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	414.506,58	8.064,22	a	449.562,03	12	37.463,50	26.991,23	b	48		2.237.875,29	135.917,97	a	2.517.021,26	12	209.751,77																								
39	ENERGEST - Energest S/A	4.438.265,62	5.490,26	a	4.342.270,40	12	361.855,87																																																																																																																										
			(101.485,48)	b				40	ENTE - Empresa Norte de Transmissão de Energia S/A	6.161.076,44	463.843,58	a	7.041.089,21	12	586.757,43	416.169,19	b	41	ERTE - Empresa Regional de Transmissão de Energia S/A	1.410.855,76	85.934,58	a	1.618.797,37	12	134.899,78	122.007,03	b	42	ESDE - Empresa Santos Dumont de Energia S.A.	330.352,99	8.740,75	a	403.133,66	12	33.594,47	64.039,92	b	43	EtauSA - Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S/A	1.222.895,55	108.954,82	a	1.530.083,99	12	127.507,00	198.233,62	b	44	ETEE - Expansion Transmissão de Energia Elétrica S/A	3.173.525,72	(1.498.202,68)	a	1.227.148,98	12	102.262,42	(448.174,06)	b	45	ETEM - Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A.	371.630,78	18.053,46	a	394.333,03	12	32.861,09	4.648,79	b	46	ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia S/A	1.413.702,62	(764.356,80)	a	472.922,57	12	39.410,21	(176.423,25)	b	47	ETES - Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	414.506,58	8.064,22	a	449.562,03	12	37.463,50	26.991,23	b	48		2.237.875,29	135.917,97	a	2.517.021,26	12	209.751,77																																		
40	ENTE - Empresa Norte de Transmissão de Energia S/A	6.161.076,44	463.843,58	a	7.041.089,21	12	586.757,43																																																																																																																										
			416.169,19	b				41	ERTE - Empresa Regional de Transmissão de Energia S/A	1.410.855,76	85.934,58	a	1.618.797,37	12	134.899,78	122.007,03	b	42	ESDE - Empresa Santos Dumont de Energia S.A.	330.352,99	8.740,75	a	403.133,66	12	33.594,47	64.039,92	b	43	EtauSA - Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S/A	1.222.895,55	108.954,82	a	1.530.083,99	12	127.507,00	198.233,62	b	44	ETEE - Expansion Transmissão de Energia Elétrica S/A	3.173.525,72	(1.498.202,68)	a	1.227.148,98	12	102.262,42	(448.174,06)	b	45	ETEM - Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A.	371.630,78	18.053,46	a	394.333,03	12	32.861,09	4.648,79	b	46	ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia S/A	1.413.702,62	(764.356,80)	a	472.922,57	12	39.410,21	(176.423,25)	b	47	ETES - Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	414.506,58	8.064,22	a	449.562,03	12	37.463,50	26.991,23	b	48		2.237.875,29	135.917,97	a	2.517.021,26	12	209.751,77																																												
41	ERTE - Empresa Regional de Transmissão de Energia S/A	1.410.855,76	85.934,58	a	1.618.797,37	12	134.899,78																																																																																																																										
			122.007,03	b				42	ESDE - Empresa Santos Dumont de Energia S.A.	330.352,99	8.740,75	a	403.133,66	12	33.594,47	64.039,92	b	43	EtauSA - Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S/A	1.222.895,55	108.954,82	a	1.530.083,99	12	127.507,00	198.233,62	b	44	ETEE - Expansion Transmissão de Energia Elétrica S/A	3.173.525,72	(1.498.202,68)	a	1.227.148,98	12	102.262,42	(448.174,06)	b	45	ETEM - Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A.	371.630,78	18.053,46	a	394.333,03	12	32.861,09	4.648,79	b	46	ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia S/A	1.413.702,62	(764.356,80)	a	472.922,57	12	39.410,21	(176.423,25)	b	47	ETES - Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	414.506,58	8.064,22	a	449.562,03	12	37.463,50	26.991,23	b	48		2.237.875,29	135.917,97	a	2.517.021,26	12	209.751,77																																																						
42	ESDE - Empresa Santos Dumont de Energia S.A.	330.352,99	8.740,75	a	403.133,66	12	33.594,47																																																																																																																										
			64.039,92	b				43	EtauSA - Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S/A	1.222.895,55	108.954,82	a	1.530.083,99	12	127.507,00	198.233,62	b	44	ETEE - Expansion Transmissão de Energia Elétrica S/A	3.173.525,72	(1.498.202,68)	a	1.227.148,98	12	102.262,42	(448.174,06)	b	45	ETEM - Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A.	371.630,78	18.053,46	a	394.333,03	12	32.861,09	4.648,79	b	46	ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia S/A	1.413.702,62	(764.356,80)	a	472.922,57	12	39.410,21	(176.423,25)	b	47	ETES - Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	414.506,58	8.064,22	a	449.562,03	12	37.463,50	26.991,23	b	48		2.237.875,29	135.917,97	a	2.517.021,26	12	209.751,77																																																																
43	EtauSA - Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S/A	1.222.895,55	108.954,82	a	1.530.083,99	12	127.507,00																																																																																																																										
			198.233,62	b				44	ETEE - Expansion Transmissão de Energia Elétrica S/A	3.173.525,72	(1.498.202,68)	a	1.227.148,98	12	102.262,42	(448.174,06)	b	45	ETEM - Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A.	371.630,78	18.053,46	a	394.333,03	12	32.861,09	4.648,79	b	46	ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia S/A	1.413.702,62	(764.356,80)	a	472.922,57	12	39.410,21	(176.423,25)	b	47	ETES - Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	414.506,58	8.064,22	a	449.562,03	12	37.463,50	26.991,23	b	48		2.237.875,29	135.917,97	a	2.517.021,26	12	209.751,77																																																																										
44	ETEE - Expansion Transmissão de Energia Elétrica S/A	3.173.525,72	(1.498.202,68)	a	1.227.148,98	12	102.262,42																																																																																																																										
			(448.174,06)	b				45	ETEM - Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A.	371.630,78	18.053,46	a	394.333,03	12	32.861,09	4.648,79	b	46	ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia S/A	1.413.702,62	(764.356,80)	a	472.922,57	12	39.410,21	(176.423,25)	b	47	ETES - Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	414.506,58	8.064,22	a	449.562,03	12	37.463,50	26.991,23	b	48		2.237.875,29	135.917,97	a	2.517.021,26	12	209.751,77																																																																																				
45	ETEM - Transmissão de Energia do Mato Grosso S.A.	371.630,78	18.053,46	a	394.333,03	12	32.861,09																																																																																																																										
			4.648,79	b				46	ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia S/A	1.413.702,62	(764.356,80)	a	472.922,57	12	39.410,21	(176.423,25)	b	47	ETES - Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	414.506,58	8.064,22	a	449.562,03	12	37.463,50	26.991,23	b	48		2.237.875,29	135.917,97	a	2.517.021,26	12	209.751,77																																																																																														
46	ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia S/A	1.413.702,62	(764.356,80)	a	472.922,57	12	39.410,21																																																																																																																										
			(176.423,25)	b				47	ETES - Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	414.506,58	8.064,22	a	449.562,03	12	37.463,50	26.991,23	b	48		2.237.875,29	135.917,97	a	2.517.021,26	12	209.751,77																																																																																																								
47	ETES - Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.	414.506,58	8.064,22	a	449.562,03	12	37.463,50																																																																																																																										
			26.991,23	b				48		2.237.875,29	135.917,97	a	2.517.021,26	12	209.751,77																																																																																																																		
48		2.237.875,29	135.917,97	a	2.517.021,26	12	209.751,77																																																																																																																										

ANEXO – Fixação das quotas de RGR para o período de julho de 2019 a junho de 2020							
valores em Reais							
nº	Nome do Agente	RGR Líquida	Ajustes	Rf	Total a Pagar/ (receber)	Nº pc	Valor da Parcela(*)
	ETIM - Expansion Transmissão Itumbiara Marimbonding S/A		143.228,00	b			
49	ETN - Extremoz Transmissora do Nordeste S/A	1.734.977,66	13.859,91	a	1.971.280,29	12	164.273,36
			222.442,72	b			
50	ETSE - EMPRESA DE TRANSMISSÃO SERRANA S.A	544.048,69	(23.433,18)	a	537.377,50	12	44.781,46
			16.761,99	b			
51	ETVG - Empresa de Transmissão de Várzea Grande S.A. – ETVG	305.506,64	53.232,07	a	506.426,45	12	42.202,20
			147.687,74	b			
52	EVRECY - Evrecy Participações Ltda.	275.365,69	(95.986,11)	a	206.368,88	12	17.197,41
			26.989,30	b			
53	FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S/A.	125.365.361,26	5.926.809,85	a	126.363.994,11	12	10.530.332,84
			(4.928.177,00)	b			
54	GOIÁS - Goiás Transmissão S.A.	1.530.625,73	92.727,63	a	1.607.772,60	12	133.981,05
			(15.580,76)	b			
55	IE Pinheiros - Interligação Elétrica Pinheiros S.A.	1.617.188,91	111.369,21	a	1.828.889,82	12	152.407,48
			100.331,70	b			
56	IEGARANHUNS - INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA GARANHUNS S.A	2.571.498,65	66.204,46	a	2.147.604,95	12	178.967,08
			(490.098,16)	b			
57	IEJAPI - Interligação Elétrica Serra do Japi S.A.	1.688.420,22	201.090,65	a	1.897.775,83	12	158.147,99
			8.264,96	b			
58	IEMADEIRA - Interligação Elétrica do Madeira S.A.	13.513.930,04	1.050.628,04	a	13.565.012,59	12	1.130.417,72
			(999.545,49)	b			
59	IEMG - Interligação Elétrica de Minas Gerais S.A.	490.293,20	19.585,75	a	520.914,53	12	43.409,54
			11.035,58	b			
60	IENNE - Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A.	1.255.277,89	156.362,65	a	1.313.317,24	12	109.443,10
			(98.323,30)	b			
61	IESUL - Interligação Elétrica Sul S.A.	569.556,13	69.176,77	a	731.130,85	12	60.927,57
			92.397,95	b			

ANEXO – Fixação das quotas de RGR para o período de julho de 2019 a junho de 2020																																																																																																																																			
valores em Reais																																																																																																																																			
nº	Nome do Agente	RGR Líquida	Ajustes	Rf	Total a Pagar/ (receber)	Nº pc	Valor da Parcela(*)																																																																																																																												
62	INTESA - Integração Transmissora de Energia S/A	4.289.391,12	943.605,25	a	5.476.988,81	12	456.415,73																																																																																																																												
			243.992,44	b				63	Iracema - Iracema Transmissora de Energia S.A.	1.052.513,49	407.311,72	a	1.754.438,55	12	146.203,21	294.613,34	b	64	ITATIM - Linhas de Transmissão do Itatim S.A	1.794.360,57	333.310,03	a	2.439.481,38	12	203.290,11	311.810,78	b	65	ITE - Itumbiara Transmissora de Energia S.A.	6.101.170,36	1.029.636,47	a	7.534.378,45	12	627.864,87	403.571,62	b	66	Jayaditya Empreendimentos e Participações Ltda	7.777,35	12.877,51	a	60.817,51	12	5.068,13	40.162,65	b	67	JFG - JFG Energia S/A	159.737,84	Anulado(1)	a	Anulado(1)	12	Anulado(1)	Anulado(1)	b	68	JTE - Jauru Transmissora de Energia S.A	1.781.993,93	215.130,29	a	2.180.387,42	12	181.698,95	183.263,20	b	69	JURUE - Juruena Energia S.A	37.929,96	35.985,17	a	61.236,39	12	5.103,03	(12.678,74)	b	70	Light - Light Energia S/A	12.203.653,61	140.004,00	a	13.758.725,75	12	1.146.560,48	1.415.068,14	b	71	LTC - LINHA DE TRANSMISSÃO CORUMBÁ LTDA	683.413,86	45.764,21	a	778.397,28	12	64.866,44	49.219,21	b	72	LTT - LT Triângulo S/A	3.273.074,86	206.409,86	a	3.707.808,42	12	308.984,03	228.323,70	b	73	LTTE - LINHAS DE TAUBATÉ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	377.849,83	584.416,47	a	976.264,35	12	81.355,36	13.998,05	b	74	LUMITRANS - Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica	709.710,22	58.642,18	a	890.912,37	12	74.242,70	122.559,97	b	75	LUZIÂNIA- NIQUELÂNDIA - Luziânia-	414.744,67	32.640,90
63	Iracema - Iracema Transmissora de Energia S.A.	1.052.513,49	407.311,72	a	1.754.438,55	12	146.203,21																																																																																																																												
			294.613,34	b				64	ITATIM - Linhas de Transmissão do Itatim S.A	1.794.360,57	333.310,03	a	2.439.481,38	12	203.290,11	311.810,78	b	65	ITE - Itumbiara Transmissora de Energia S.A.	6.101.170,36	1.029.636,47	a	7.534.378,45	12	627.864,87	403.571,62	b	66	Jayaditya Empreendimentos e Participações Ltda	7.777,35	12.877,51	a	60.817,51	12	5.068,13	40.162,65	b	67	JFG - JFG Energia S/A	159.737,84	Anulado(1)	a	Anulado(1)	12	Anulado(1)	Anulado(1)	b	68	JTE - Jauru Transmissora de Energia S.A	1.781.993,93	215.130,29	a	2.180.387,42	12	181.698,95	183.263,20	b	69	JURUE - Juruena Energia S.A	37.929,96	35.985,17	a	61.236,39	12	5.103,03	(12.678,74)	b	70	Light - Light Energia S/A	12.203.653,61	140.004,00	a	13.758.725,75	12	1.146.560,48	1.415.068,14	b	71	LTC - LINHA DE TRANSMISSÃO CORUMBÁ LTDA	683.413,86	45.764,21	a	778.397,28	12	64.866,44	49.219,21	b	72	LTT - LT Triângulo S/A	3.273.074,86	206.409,86	a	3.707.808,42	12	308.984,03	228.323,70	b	73	LTTE - LINHAS DE TAUBATÉ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	377.849,83	584.416,47	a	976.264,35	12	81.355,36	13.998,05	b	74	LUMITRANS - Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica	709.710,22	58.642,18	a	890.912,37	12	74.242,70	122.559,97	b	75	LUZIÂNIA- NIQUELÂNDIA - Luziânia-	414.744,67	32.640,90	a	418.601,26	12	34.883,44	(28.784,31)	b				
64	ITATIM - Linhas de Transmissão do Itatim S.A	1.794.360,57	333.310,03	a	2.439.481,38	12	203.290,11																																																																																																																												
			311.810,78	b				65	ITE - Itumbiara Transmissora de Energia S.A.	6.101.170,36	1.029.636,47	a	7.534.378,45	12	627.864,87	403.571,62	b	66	Jayaditya Empreendimentos e Participações Ltda	7.777,35	12.877,51	a	60.817,51	12	5.068,13	40.162,65	b	67	JFG - JFG Energia S/A	159.737,84	Anulado(1)	a	Anulado(1)	12	Anulado(1)	Anulado(1)	b	68	JTE - Jauru Transmissora de Energia S.A	1.781.993,93	215.130,29	a	2.180.387,42	12	181.698,95	183.263,20	b	69	JURUE - Juruena Energia S.A	37.929,96	35.985,17	a	61.236,39	12	5.103,03	(12.678,74)	b	70	Light - Light Energia S/A	12.203.653,61	140.004,00	a	13.758.725,75	12	1.146.560,48	1.415.068,14	b	71	LTC - LINHA DE TRANSMISSÃO CORUMBÁ LTDA	683.413,86	45.764,21	a	778.397,28	12	64.866,44	49.219,21	b	72	LTT - LT Triângulo S/A	3.273.074,86	206.409,86	a	3.707.808,42	12	308.984,03	228.323,70	b	73	LTTE - LINHAS DE TAUBATÉ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	377.849,83	584.416,47	a	976.264,35	12	81.355,36	13.998,05	b	74	LUMITRANS - Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica	709.710,22	58.642,18	a	890.912,37	12	74.242,70	122.559,97	b	75	LUZIÂNIA- NIQUELÂNDIA - Luziânia-	414.744,67	32.640,90	a	418.601,26	12	34.883,44	(28.784,31)	b														
65	ITE - Itumbiara Transmissora de Energia S.A.	6.101.170,36	1.029.636,47	a	7.534.378,45	12	627.864,87																																																																																																																												
			403.571,62	b				66	Jayaditya Empreendimentos e Participações Ltda	7.777,35	12.877,51	a	60.817,51	12	5.068,13	40.162,65	b	67	JFG - JFG Energia S/A	159.737,84	Anulado(1)	a	Anulado(1)	12	Anulado(1)	Anulado(1)	b	68	JTE - Jauru Transmissora de Energia S.A	1.781.993,93	215.130,29	a	2.180.387,42	12	181.698,95	183.263,20	b	69	JURUE - Juruena Energia S.A	37.929,96	35.985,17	a	61.236,39	12	5.103,03	(12.678,74)	b	70	Light - Light Energia S/A	12.203.653,61	140.004,00	a	13.758.725,75	12	1.146.560,48	1.415.068,14	b	71	LTC - LINHA DE TRANSMISSÃO CORUMBÁ LTDA	683.413,86	45.764,21	a	778.397,28	12	64.866,44	49.219,21	b	72	LTT - LT Triângulo S/A	3.273.074,86	206.409,86	a	3.707.808,42	12	308.984,03	228.323,70	b	73	LTTE - LINHAS DE TAUBATÉ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	377.849,83	584.416,47	a	976.264,35	12	81.355,36	13.998,05	b	74	LUMITRANS - Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica	709.710,22	58.642,18	a	890.912,37	12	74.242,70	122.559,97	b	75	LUZIÂNIA- NIQUELÂNDIA - Luziânia-	414.744,67	32.640,90	a	418.601,26	12	34.883,44	(28.784,31)	b																								
66	Jayaditya Empreendimentos e Participações Ltda	7.777,35	12.877,51	a	60.817,51	12	5.068,13																																																																																																																												
			40.162,65	b				67	JFG - JFG Energia S/A	159.737,84	Anulado(1)	a	Anulado(1)	12	Anulado(1)	Anulado(1)	b	68	JTE - Jauru Transmissora de Energia S.A	1.781.993,93	215.130,29	a	2.180.387,42	12	181.698,95	183.263,20	b	69	JURUE - Juruena Energia S.A	37.929,96	35.985,17	a	61.236,39	12	5.103,03	(12.678,74)	b	70	Light - Light Energia S/A	12.203.653,61	140.004,00	a	13.758.725,75	12	1.146.560,48	1.415.068,14	b	71	LTC - LINHA DE TRANSMISSÃO CORUMBÁ LTDA	683.413,86	45.764,21	a	778.397,28	12	64.866,44	49.219,21	b	72	LTT - LT Triângulo S/A	3.273.074,86	206.409,86	a	3.707.808,42	12	308.984,03	228.323,70	b	73	LTTE - LINHAS DE TAUBATÉ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	377.849,83	584.416,47	a	976.264,35	12	81.355,36	13.998,05	b	74	LUMITRANS - Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica	709.710,22	58.642,18	a	890.912,37	12	74.242,70	122.559,97	b	75	LUZIÂNIA- NIQUELÂNDIA - Luziânia-	414.744,67	32.640,90	a	418.601,26	12	34.883,44	(28.784,31)	b																																		
67	JFG - JFG Energia S/A	159.737,84	Anulado(1)	a	Anulado(1)	12	Anulado(1)																																																																																																																												
			Anulado(1)	b				68	JTE - Jauru Transmissora de Energia S.A	1.781.993,93	215.130,29	a	2.180.387,42	12	181.698,95	183.263,20	b	69	JURUE - Juruena Energia S.A	37.929,96	35.985,17	a	61.236,39	12	5.103,03	(12.678,74)	b	70	Light - Light Energia S/A	12.203.653,61	140.004,00	a	13.758.725,75	12	1.146.560,48	1.415.068,14	b	71	LTC - LINHA DE TRANSMISSÃO CORUMBÁ LTDA	683.413,86	45.764,21	a	778.397,28	12	64.866,44	49.219,21	b	72	LTT - LT Triângulo S/A	3.273.074,86	206.409,86	a	3.707.808,42	12	308.984,03	228.323,70	b	73	LTTE - LINHAS DE TAUBATÉ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	377.849,83	584.416,47	a	976.264,35	12	81.355,36	13.998,05	b	74	LUMITRANS - Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica	709.710,22	58.642,18	a	890.912,37	12	74.242,70	122.559,97	b	75	LUZIÂNIA- NIQUELÂNDIA - Luziânia-	414.744,67	32.640,90	a	418.601,26	12	34.883,44	(28.784,31)	b																																												
68	JTE - Jauru Transmissora de Energia S.A	1.781.993,93	215.130,29	a	2.180.387,42	12	181.698,95																																																																																																																												
			183.263,20	b				69	JURUE - Juruena Energia S.A	37.929,96	35.985,17	a	61.236,39	12	5.103,03	(12.678,74)	b	70	Light - Light Energia S/A	12.203.653,61	140.004,00	a	13.758.725,75	12	1.146.560,48	1.415.068,14	b	71	LTC - LINHA DE TRANSMISSÃO CORUMBÁ LTDA	683.413,86	45.764,21	a	778.397,28	12	64.866,44	49.219,21	b	72	LTT - LT Triângulo S/A	3.273.074,86	206.409,86	a	3.707.808,42	12	308.984,03	228.323,70	b	73	LTTE - LINHAS DE TAUBATÉ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	377.849,83	584.416,47	a	976.264,35	12	81.355,36	13.998,05	b	74	LUMITRANS - Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica	709.710,22	58.642,18	a	890.912,37	12	74.242,70	122.559,97	b	75	LUZIÂNIA- NIQUELÂNDIA - Luziânia-	414.744,67	32.640,90	a	418.601,26	12	34.883,44	(28.784,31)	b																																																						
69	JURUE - Juruena Energia S.A	37.929,96	35.985,17	a	61.236,39	12	5.103,03																																																																																																																												
			(12.678,74)	b				70	Light - Light Energia S/A	12.203.653,61	140.004,00	a	13.758.725,75	12	1.146.560,48	1.415.068,14	b	71	LTC - LINHA DE TRANSMISSÃO CORUMBÁ LTDA	683.413,86	45.764,21	a	778.397,28	12	64.866,44	49.219,21	b	72	LTT - LT Triângulo S/A	3.273.074,86	206.409,86	a	3.707.808,42	12	308.984,03	228.323,70	b	73	LTTE - LINHAS DE TAUBATÉ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	377.849,83	584.416,47	a	976.264,35	12	81.355,36	13.998,05	b	74	LUMITRANS - Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica	709.710,22	58.642,18	a	890.912,37	12	74.242,70	122.559,97	b	75	LUZIÂNIA- NIQUELÂNDIA - Luziânia-	414.744,67	32.640,90	a	418.601,26	12	34.883,44	(28.784,31)	b																																																																
70	Light - Light Energia S/A	12.203.653,61	140.004,00	a	13.758.725,75	12	1.146.560,48																																																																																																																												
			1.415.068,14	b				71	LTC - LINHA DE TRANSMISSÃO CORUMBÁ LTDA	683.413,86	45.764,21	a	778.397,28	12	64.866,44	49.219,21	b	72	LTT - LT Triângulo S/A	3.273.074,86	206.409,86	a	3.707.808,42	12	308.984,03	228.323,70	b	73	LTTE - LINHAS DE TAUBATÉ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	377.849,83	584.416,47	a	976.264,35	12	81.355,36	13.998,05	b	74	LUMITRANS - Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica	709.710,22	58.642,18	a	890.912,37	12	74.242,70	122.559,97	b	75	LUZIÂNIA- NIQUELÂNDIA - Luziânia-	414.744,67	32.640,90	a	418.601,26	12	34.883,44	(28.784,31)	b																																																																										
71	LTC - LINHA DE TRANSMISSÃO CORUMBÁ LTDA	683.413,86	45.764,21	a	778.397,28	12	64.866,44																																																																																																																												
			49.219,21	b				72	LTT - LT Triângulo S/A	3.273.074,86	206.409,86	a	3.707.808,42	12	308.984,03	228.323,70	b	73	LTTE - LINHAS DE TAUBATÉ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	377.849,83	584.416,47	a	976.264,35	12	81.355,36	13.998,05	b	74	LUMITRANS - Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica	709.710,22	58.642,18	a	890.912,37	12	74.242,70	122.559,97	b	75	LUZIÂNIA- NIQUELÂNDIA - Luziânia-	414.744,67	32.640,90	a	418.601,26	12	34.883,44	(28.784,31)	b																																																																																				
72	LTT - LT Triângulo S/A	3.273.074,86	206.409,86	a	3.707.808,42	12	308.984,03																																																																																																																												
			228.323,70	b				73	LTTE - LINHAS DE TAUBATÉ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	377.849,83	584.416,47	a	976.264,35	12	81.355,36	13.998,05	b	74	LUMITRANS - Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica	709.710,22	58.642,18	a	890.912,37	12	74.242,70	122.559,97	b	75	LUZIÂNIA- NIQUELÂNDIA - Luziânia-	414.744,67	32.640,90	a	418.601,26	12	34.883,44	(28.784,31)	b																																																																																														
73	LTTE - LINHAS DE TAUBATÉ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	377.849,83	584.416,47	a	976.264,35	12	81.355,36																																																																																																																												
			13.998,05	b				74	LUMITRANS - Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica	709.710,22	58.642,18	a	890.912,37	12	74.242,70	122.559,97	b	75	LUZIÂNIA- NIQUELÂNDIA - Luziânia-	414.744,67	32.640,90	a	418.601,26	12	34.883,44	(28.784,31)	b																																																																																																								
74	LUMITRANS - Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica	709.710,22	58.642,18	a	890.912,37	12	74.242,70																																																																																																																												
			122.559,97	b				75	LUZIÂNIA- NIQUELÂNDIA - Luziânia-	414.744,67	32.640,90	a	418.601,26	12	34.883,44	(28.784,31)	b																																																																																																																		
75	LUZIÂNIA- NIQUELÂNDIA - Luziânia-	414.744,67	32.640,90	a	418.601,26	12	34.883,44																																																																																																																												
			(28.784,31)	b																																																																																																																															

ANEXO – Fixação das quotas de RGR para o período de julho de 2019 a junho de 2020							
valores em Reais							
nº	Nome do Agente	RGR Líquida	Ajustes	Rf	Total a Pagar/ (receber)	Nº pc	Valor da Parcela(*)
	Niquelândia Transmissora S.A						
76	Macapá - Linhas de Macapá Transmissora de Energia Ltda.	4.414.113,49	(459.903,79)	a	5.638.335,50	12	469.861,29
			1.684.125,80	b			
77	Manaus TR - Manaus Transmissora de Energia S.A.	5.219.362,12	655.891,64	a	6.368.613,08	12	530.717,76
			493.359,32	b			
78	MARANHENSE - INTEGRAÇÃO MARANHENSE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	977.114,34	(40.909,88)	a	1.010.164,68	12	84.180,39
			73.960,22	b			
79	Marumbi - TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	491.155,58	(8.502,31)	a	506.735,26	12	42.227,94
			24.081,99	b			
80	MGE - MGE Transmissão S.A.	848.290,44	(1.062,36)	a	845.174,19	12	70.431,18
			(2.053,89)	b			
81	Mohini Empreendimentos e Participações Ltda	18.806,15	23.476,19	a	94.801,96	12	7.900,16
			52.519,61	b			
82	MONTESCLAROS - Linhas de Transmissão de Montes Claros S.A	952.881,92	182.669,56	a	1.098.637,08	12	91.553,09
			(36.914,40)	b			
83	Narandiba - SE Narandiba S.A.	451.180,36	56.352,63	a	556.762,44	12	46.396,87
			49.229,45	b			
84	NORTEBRASIL - Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	8.749.179,02	1.580.045,43	a	11.577.735,69	12	964.811,31
			1.248.511,24	b			
85	PCTE - Poços de Caldas Transmissora de Energia Ltda.	1.074.281,36	64.578,24	a	1.215.927,30	12	101.327,27
			77.067,70	b			
86	PEDRAS - Pedras Transmissora de Energia S/A	294.806,73	104.603,24	a	411.561,98	12	34.296,83
			12.152,01	b			
87	PPTE - Porto Primavera	2.659.057,52	364.415,69	a	3.260.532,30	12	271.711,03
			237.059,09	b			

ANEXO – Fixação das quotas de RGR para o período de julho de 2019 a junho de 2020							
valores em Reais							
nº	Nome do Agente	RGR Líquida	Ajustes	Rf	Total a Pagar/ (receber)	Nº pc	Valor da Parcela(*)
	Transmissora de Energia S/A						
88	PRIE - Primavera Energia S.A	49.454,20	19.878,58	a	129.564,31	12	10.797,03
			60.231,53	b			
89	Quanta Geração S.A	0,00	9.698,16	a	28.144,12	12	2.345,34
			18.445,96	b			
90	ROSAL - Rosal Energia S/A	1.150.353,59	(146.983,70)	a	944.619,95	12	78.718,33
			(58.749,94)	b			
91	RPTE - Ribeirão Preto Transmissora de Energia S A	853.810,38	83.094,07	a	994.166,45	12	82.847,20
			57.262,00	b			
92	SÁ - Sá Carvalho S/A	1.118.058,87	(88.126,43)	a	977.685,94	12	81.473,83
			(52.246,50)	b			
93	SÃO GOTARDO - São Gotardo Transmissora de Energia S.A	128.919,97	(11.532,53)	a	146.928,63	12	12.244,05
			29.541,19	b			
94	SLTE - SETE LAGOAS TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA.	177.860,08	(19.576,00)	a	201.866,10	12	16.822,17
			43.582,02	b			
95	SMTE - Serra da Mesa Transmissora de Energia S.A.	4.842.844,90	789.404,29	a	6.130.807,50	12	510.900,63
			498.558,31	b			
96	SPTE - Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A	1.145.675,75	118.466,67	a	1.280.311,84	12	106.692,65
			16.169,42	b			
97	STC - Sistema de Transmissão Catarinense S/A	1.235.985,08	40.602,44	a	1.422.963,23	12	118.580,27
			146.375,71	b			
98	STN - Sistema de Transmissão Nordeste S/A	4.840.915,65	353.072,77	a	5.560.333,18	12	463.361,10
			366.344,76	b			
99	TAESA - Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A	42.284.379,43	(5.555.788,30)	a	38.969.275,45	12	3.247.439,62
			2.240.684,32	b			
100	TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	1.039.401,84	133.882,80	a	1.162.951,83	12	96.912,65
			(10.332,81)	b			
101	TER - Transenergia Renovável S.A.	1.505.061,20	128.280,23	a	1.839.616,51	12	153.301,38
			206.275,08	b			

ANEXO – Fixação das quotas de RGR para o período de julho de 2019 a junho de 2020							
valores em Reais							
nº	Nome do Agente	RGR Líquida	Ajustes	Rf	Total a Pagar/ (receber)	Nº pc	Valor da Parcela(*)
102	TESB - TRANSMISSORA DE ENERGIA SUL BRASIL S.A.	8.917,70	89.523,11	a	131.955,11	12	10.996,26
			33.514,30	b			
103	TGO - Transenergia Goiás S.A.	320.771,18	238.910,49	a	713.059,78	12	59.421,65
			153.378,11	b			
104	TME - Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	1.481.613,44	208.130,70	a	1.998.029,34	12	166.502,45
			308.285,20	b			
105	TP NORTE - MATRINCHÃ TRANSMISSORA DE ENERGIA (TP NORTE) S.A	5.235.272,89	1.783.748,43	a	9.931.417,18	12	827.618,10
			2.912.395,86	b			
106	TP SUL - GUARACIABA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	2.491.361,52	1.268.640,62	a	5.639.591,39	12	469.965,95
			1.879.589,25	b			
107	TPAE - Transmissora Porto Alegrense de Energia Ltda.	273.945,49	(112.138,97)	a	576.802,50	12	48.066,88
			414.995,98	b			
108	Transirapé - Companhia Transirapé de Transmissão	882.381,09	90.077,12	a	1.141.887,12	12	95.157,26
			169.428,91	b			
109	TRANSESTE - Companhia Transleste de Transmissão	1.090.307,79	81.115,94	a	1.285.498,81	12	107.124,90
			114.075,08	b			
110	TRANSNORTE - TRANSNORTE ENERGIA S.A	122.759,28	(44.572,22)	a	75.565,83	12	6.297,15
			(2.621,23)	b			
111	Transudeste - Companhia Transudeste de Transmissão	672.934,58	42.464,57	a	777.067,20	12	64.755,60
			61.668,05	b			
112	TSBE - TRANSMISSORA SUL BRASILEIRA DE ENERGIA S.A	1.797.170,78	(80.832,61)	a	1.613.363,03	12	134.446,92
			(102.975,14)	b			
113		3.389.753,95	404.852,94	a	3.753.816,00	12	312.818,00

ANEXO – Fixação das quotas de RGR para o período de julho de 2019 a junho de 2020							
valores em Reais							
nº	Nome do Agente	RGR Líquida	Ajustes	Rf	Total a Pagar/ (receber)	Nº pc	Valor da Parcela(*)
	TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A. - TSLE		(40.790,89)	b			
114	TSP - Transenergia São Paulo S.A.	514.587,42	60.521,08	a	490.840,59	12	40.903,38
			(84.267,91)	b			
115	Uirapuru - Uirapuru Transmissora de Energia S/A	752.972,26	5.637,38	a	824.837,13	12	68.736,43
			66.227,49	b			
116	VCTE - Vila do Conde Transmissora de Energia S.A.	1.894.745,60	148.621,58	a	2.385.894,05	12	198.824,50
			342.526,87	b			
117	Xingu - Linhas de Xingu Transmissora de Energia Ltda.	3.462.899,21	(242.231,32)	a	2.973.008,79	12	247.750,73
			(247.659,10)	b			
118	Zona da Mata - Zona da Mata Geração S.A.	673.844,83	(8.913,50)	a	934.038,53	12	77.836,54
			269.107,20	b			
	TOTAL	765.319.725,79	TOTAL		851.004.284,33		

(*) A data de pagamento da primeira parcela é 30 de agosto de 2019 e a data de pagamento das demais parcelas é o dia 15 do mês subsequente ao mês de competência.

Rf(a) = ajustes do exercício de 2018

Rf(b) = outros ajustes, inclusive do exercício de 2017

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

DESPACHO Nº 1.476, DE 30 DE MAIO DE 2017.

Voto

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista a deliberação da Diretoria e o que consta do Processo nº 48500.005114/2010-11, decide por deferir parcialmente o Requerimento Administrativo interposto pela Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobras, em face do Despacho nº 2.585/2016, que deferiu parcialmente o Requerimento Administrativo interposto pela Recorrente, referente ao Despacho nº 1.208/2016, para, mérito determinar à Eletrobras (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, (ii) apresentar à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, em até 15 dias após a publicação desta decisão, o valor atualizado do montante de que trata o item anterior e, (iii) devolver ao Fundo RGR os recursos obtidos com a alienação 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, limitado a R\$ 506.706.433,66 (quinhentos e seis milhões, setecentos e seis mil, quatrocentos e trinta e três reais e sessenta e seis centavos), atualizado conforme o disposto no § 5º do art. 4º da Lei nº 5.655/1971; e (iv) a devolução de que trata o item anterior deverá ocorrer em até 30 dias após o recebimento dos recursos pela Eletrobras.

ROMEU DONIZETE RUFINO

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 07.06.2017, seção 1, p. 54, v. 154, n. 108.

GABINETE DO MINISTRO

PORTARIA Nº 527, DE 19 DE NOVEMBRO DE 2015

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto no art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, no art. 10 do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, e o que consta no Processo nº 48000.001420/2015-24 resolve:

§ 1º A primeira parcela será paga na segunda quinzena do mês de fevereiro de 2016, condicionada ao recebimento de requerimento específico, pelo Ministério de Minas e Energia, conforme modelo definido no Anexo II desta Portaria.

§ 2º As parcelas mensais de que trata o caput serão pagas no dia quinze de cada mês, atualizadas pela Taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC relativa ao mês anterior ao do pagamento.

§ 3º Caso venha a ocorrer a extinção da Taxa SELIC, adotar-se-á outra taxa oficial que venha a substituí-la e, na falta dessa, outra com função similar, conforme definido pelo Poder Concedente.

Art. 3º A Concessionária deverá enviar requerimento, de acordo com o formato constante do Anexo II, no prazo de quinze dias contados da publicação desta Portaria, para receber a indenização prevista no art. 1º.

Parágrafo único. O requerimento encaminhado ao Ministério de Minas e Energia expressa o reconhecimento de que o valor de indenização, estabelecido no Anexo I, é suficiente para a cobertura integral do montante da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, não restando quaisquer valores a pleitear com relação à concessão nele indicada e à forma de recebimento e prazo para pagamento da indenização de que trata esta Portaria.

Art. 4º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

EDUARDO BRAGA

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 20.11.2015, seção 1, p. 111, v. 152, n. 222.

ANEXO I

VALOR DE INDENIZAÇÃO PARA CONCESSÃO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Contrato de Concessão	Concessionária	CNPJ/MJ	Usina Hidrelétrica	Potência (MW)	Indenização (R\$)
011/1999-ANEEL	Empresa Santa Cruz Geração de Energia S.A.	07.614.088/0001-80	Parapanema	31,5	28.173.648,89

ANEXO II

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA Requerimento para o recebimento de indenização			
DADOS DA EMPRESA OU CONSORCIO REQUERENTE			
1) Nome da Empresa ou Consórcio			
2) CNPJ (preencher caso enquadre-se como Empresa)		3) Sigla da Empresa ou Consórcio	
4) Nome de Representante para Contato		5) CPF do Representante	
6) Telefone para Contato		7) E-mail do Contato	
8) Endereço da Empresa ou Consórcio			
9) Bairro	10) CIDADE	11) UF	12) CEP
EMPREENDIMENTO INDENIZADO Contrato de Concessão		Usina Hidrelétrica	Valor da Indenização (R\$) Referenciado a preços de junho de 2015
011/1999-ANEEL		Parapanema	28.173.648,89
DADOS BANCÁRIOS			
Nº Banco	Indicar Banco, Agência e Conta Corrente para Depósito do valor da indenização (Instituição Financeira estabelecida em território nacional)		
	Nome do Banco	Agência	Conta Corrente
Declaro que o valor de indenização constante deste requerimento é suficiente para a cobertura integral do montante da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, referentes ao projeto básico do empreendimento, não restando quaisquer valores a pleitear com relação à concessão nele indicada e à forma de recebimento e prazo para pagamento da indenização de que trata este requerimento.			
Representante Empresa / Consórcio		Local e Data	



Ministério de Minas e Energia
Consultoria Jurídica

PORTARIA Nº 458, DE 1º DE OUTUBRO DE 2015.

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto no art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e no art. 10 do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, e o que consta no Processo nº 48000.001420/2015-24 resolve:

Art. 1º Ficam definidos, na forma do Anexo I a esta Portaria, os valores de indenização, referenciados a preços de junho de 2015, para as usinas hidrelétricas Coronel Domiciano, Ervália e Ilha Solteira, considerando a depreciação e a amortização acumuladas a partir da data de entrada em operação das instalações e até 30 de junho de 2015, em conformidade com os critérios do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE.

Art. 2º O recebimento da indenização, de que trata o art. 1º desta Portaria, dar-se-á em parcelas mensais a serem pagas no prazo de sete anos contados da data do pagamento da primeira parcela.

§ 1º A primeira parcela será paga na segunda quinzena do mês de fevereiro de 2016, condicionada ao recebimento, pelo Ministério de Minas e Energia, do requerimento cujo modelo consta do Anexo II a esta Portaria.

§ 2º As parcelas mensais de que trata o **caput** serão pagas no dia 15 de cada mês, atualizadas pela taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC relativa ao mês anterior ao do pagamento.

§ 3º Caso venha a ocorrer a extinção da taxa SELIC, adotar-se-á outra taxa oficial que venha a substituí-la e, na falta dessa, outra com função similar, conforme definido pelo Poder Concedente.

Art. 3º As concessionárias deverão enviar requerimento no formato do Anexo II a esta Portaria, no prazo de quinze dias contados da sua publicação, para receberem a indenização de que trata o art. 1º.

Parágrafo único. O requerimento encaminhado ao Ministério de Minas e Energia expressa o reconhecimento de que o valor de indenização, estabelecido no Anexo I, é suficiente para a cobertura integral do montante da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, não restando quaisquer valores a pleitear com relação às concessões nele indicadas ou à forma de recebimento e prazo para pagamento da indenização de que trata esta Portaria.

Art. 4º Os aproveitamentos hidrelétricos listados na Portaria MME nº 218, de 15 de maio de 2015, que não tenham apresentado informações de projeto básico suficientes para o cálculo da correspondente indenização, até a data de publicação desta Portaria, terão a respectiva parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados publicada posteriormente.

Art. 5º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

EDUARDO BRAGA

Este texto não substitui o publicado no DOU de 2.10.2015.

ANEXO I

Contrato de Concessão	Concessionária	CNPJ/MJ	Usina Hidrelétrica	Potência (MW)	Indenização (R\$)
039/1999-ANEEL	Zona da Mata Geração S.A.	04.677.733/0001-16	Coronel Domiciano	5,04	21.774.210,00
039/1999-ANEEL	Zona da Mata Geração S.A.	04.677.733/0001-16	Ervália	6,97	27.382.310,00
003/2004-ANEEL	Companhia Energética de São Paulo - CESP	60.933.603/0001-78	Ilha Solteira	3.444,00	2.027.810,00

ANEXO II

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA			
Requerimento para o recebimento de indenização			
DADOS DA EMPRESA OU CONSÓRCIO REQUERENTE			
1) Nome da Empresa ou Consórcio _____			
2) CNPJ (preencher se enquadrar como Empresa) _____		3) Sigla da Empresa ou Consórcio _____	
4) Nome da Pessoa para Contato _____		5) CPF do Contato _____	
6) Telefone para Contato _____		7) E-mail do Contato _____	
8) Endereço da Empresa ou Consórcio _____			
9) Bairro _____	10) CEP _____	11) Cidade _____	12) UF _____
EMPREENHIMENTO INDENIZADO			
Contrato de Concessão Usina Hidrelétrica _____		Valor Indenização (R\$) _____	
Referenciado a preços de junho de 2015			
DADOS BANCÁRIOS			
Indicar Agência e Conta Corrente para Depósito do valor da indenização (Instituição Financeira estabelecida em território nacional)			
Nº Banco _____	Nome do Banco _____	Agência _____	Conta Corrente _____
<p>Declaro que o valor de indenização constante deste requerimento é suficiente para a cobertura integral do montante da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, não restando quaisquer valores a pleitear com relação às concessões nele indicadas ou à forma de recebimento e prazo para pagamento da indenização de que trata este requerimento.</p>			
_____ Representante Empresa/Consórcio		_____ Local e Data	



Ofício nº 400/2017–SFF/ANEEL

Brasília, 18 de julho de 2017.

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

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

Senhor Diretor,

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

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

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

48536.003310/2017-00



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

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 1A4A4F3B00400C34 CONSULTE EM <http://siconet2.aneel.gov.br/siconetweb/v.aspx>



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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

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



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

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

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

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

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

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

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



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

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

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



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

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

15. Colocamo-nos à disposição para eventuais esclarecimentos.

Atenciosamente,

TICIANA FREITAS DE SOUSA
Superintendente de Fiscalização Econômica e Financeira

Anexo(s): Citado(s).

C/C: CCEE.



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

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

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

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

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





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

MÊS/ANO	Amortizações pelos Agentes		Crédito de IR tomado pela Eletrobras *	Reposição à RGR		Saldo a Repor RGR - Amortiz	Outros Valores Despacho 63/2014			Total a Repor RGR - Valor Histórico	Atualização 30/06/2017
	Principal	Juros		Principal	Juros		Juros de Mora	Multas	Comissão de Reserva de Crédito		
nov/98	296.590,79	2.207,96	551,99	-	-	299.350,74	-	-	-	299.350,74	282.179,65
dez/98	45.549,05	913,53	238,38	-	-	46.690,96	-	-	-	46.690,96	43.811,68
jan/99	99.136,86	3.558,87	889,72	-	-	103.585,44	-	-	-	103.585,44	96.751,68
fev/99	363.731,46	10.923,25	2.730,81	-	-	377.385,52	-	-	-	377.385,52	351.020,95
mar/99	190.434,70	19.666,16	4.916,54	-	-	215.017,40	-	-	-	215.017,40	199.070,28
abr/99	590.712,56	86.497,22	21.624,30	-	-	698.834,08	-	-	-	698.834,08	644.092,07
mai/99	781.377,09	116.162,06	29.040,52	-	-	926.579,67	-	-	-	926.579,67	850.008,16
jun/99	953.799,53	139.575,66	34.893,91	-	-	1.128.269,11	364,88	-	-	1.128.633,99	1.030.662,29
jul/99	1.247.233,53	198.593,96	49.648,49	8.306.481,99	430.306,48	(7.241.312,50)	-	-	-	(7.241.312,50)	6.581.548,47
ago/99	1.893.037,62	353.811,45	88.452,86	-	-	2.335.301,93	-	-	-	2.335.301,93	2.112.475,21
set/99	2.227.590,33	354.553,60	88.638,40	-	-	2.670.782,32	-	-	-	2.670.782,32	2.404.816,92
out/99	2.703.871,40	404.131,39	101.032,85	-	-	3.209.035,63	-	-	-	3.209.035,63	2.875.652,48
nov/99	2.955.381,61	735.245,11	183.811,28	-	-	3.874.438,00	-	-	-	3.874.438,00	3.455.783,45
dez/99	3.405.918,86	464.393,07	116.098,27	-	-	3.986.410,20	-	-	-	3.986.410,20	3.538.492,72
jan/00	3.390.934,32	477.517,97	119.379,49	-	-	3.987.831,78	-	-	-	3.987.831,78	3.522.584,74
fev/00	7.273.724,21	1.223.376,92	305.844,23	-	-	8.802.945,36	-	-	-	8.802.945,36	7.740.478,76
mar/00	5.748.136,43	850.100,00	212.520,50	-	-	6.810.761,43	-	-	-	6.810.761,43	5.959.416,25
abr/00	5.470.555,69	824.515,57	206.128,89	-	-	6.501.200,16	-	-	-	6.501.200,16	5.661.461,80
mai/00	5.590.504,54	824.034,89	206.008,72	-	-	6.620.548,16	-	-	-	6.620.548,16	5.736.888,88
jun/00	5.591.031,13	786.329,58	196.582,40	-	-	6.573.943,11	-	-	-	6.573.943,11	5.669.112,88
jul/00	5.356.607,72	763.843,66	190.960,91	-	-	6.311.412,30	-	-	-	6.311.412,30	5.415.542,38
ago/00	6.529.099,87	924.081,05	231.020,26	-	-	7.684.201,18	1,95	-	-	7.684.203,13	6.560.388,43
set/00	6.606.420,61	861.768,28	215.442,07	-	-	7.683.630,96	34,54	-	841.085,00	8.524.750,50	7.242.485,94
out/00	6.245.072,25	888.692,77	222.173,19	-	-	7.355.938,21	-	-	-	7.355.938,21	6.217.811,11
nov/00	6.869.670,39	908.407,83	227.101,96	-	-	8.005.180,17	0,55	-	356.972,67	8.362.153,39	7.033.500,13
dez/00	6.747.236,18	860.330,60	215.082,65	-	-	7.822.649,43	-	-	658.309,02	8.480.958,45	7.096.913,15
jan/01	8.152.227,23	1.116.261,21	279.065,30	-	-	9.547.553,74	-	-	-	9.547.553,74	7.948.338,49
fev/01	7.805.497,16	1.054.247,64	263.561,91	-	-	9.123.306,71	-	-	-	9.123.306,71	7.559.673,31
mar/01	8.335.499,49	1.079.499,95	269.874,99	-	-	9.684.874,42	-	-	-	9.684.874,42	7.983.295,79
abr/01	8.699.029,38	1.222.416,24	305.604,06	-	-	10.227.049,68	-	-	-	10.227.049,68	8.387.601,16
mai/01	9.264.567,58	1.375.234,58	343.808,64	-	-	10.983.610,80	-	-	-	10.983.610,80	8.960.795,81
jun/01	7.835.362,48	1.289.535,36	322.383,84	-	-	9.447.281,68	-	-	-	9.447.281,68	7.668.043,63
jul/01	9.361.827,06	1.787.887,99	446.972,00	-	-	11.596.687,04	-	-	-	11.596.687,04	9.362.714,14
ago/01	9.416.614,97	1.777.939,40	444.484,85	-	-	11.639.039,22	-	-	-	11.639.039,22	9.346.795,11
set/01	9.143.943,74	1.754.570,47	438.642,62	-	-	11.337.156,83	-	-	-	11.337.156,83	9.057.128,62
out/01	16.155.371,60	1.652.675,54	413.168,89	-	-	18.221.216,03	-	-	-	18.221.216,03	14.478.274,57
nov/01	8.044.976,28	1.790.439,69	447.609,92	-	-	10.283.025,88	-	-	-	10.283.025,88	8.127.875,04
dez/01	8.189.197,85	1.787.819,52	446.954,88	-	-	10.422.972,24	2.555,05	-	167.545,12	10.594.072,41	8.328.118,03
jan/02	9.846.080,52	4.941.127,07	1.235.281,77	-	-	16.022.489,36	1.339,10	-	681.813,77	16.705.642,23	13.060.563,90
fev/02	10.965.601,41	5.431.295,58	1.357.823,89	-	-	17.754.720,88	6.212,69	-	44.783,07	17.805.716,64	13.851.363,73
mar/02	13.291.692,42	5.725.586,50	1.431.396,62	-	-	20.448.675,54	10.424,55	-	269.404,46	20.728.504,55	16.035.801,41
abr/02	11.193.768,71	5.657.714,25	1.414.428,56	-	-	18.265.911,52	3.130,55	-	108.855,41	18.377.897,48	14.140.771,12
mai/02	12.386.919,47	6.015.258,26	1.503.814,56	-	-	19.905.992,30	3.154,15	-	808.815,23	20.717.961,68	15.852.118,18
jun/02	12.522.340,30	6.075.453,44	1.518.863,36	-	-	20.116.657,09	16.077,21	-	183.625,34	20.316.359,64	15.460.185,35
jul/02	11.662.586,42	5.784.386,36	1.446.096,59	-	-	18.893.069,37	3.821,82	-	103.694,42	19.000.585,61	14.377.109,78
ago/02	12.383.649,73	5.864.147,34	1.466.036,84	-	-	19.713.833,91	11.583,75	-	810.760,40	20.536.178,06	15.450.621,74
set/02	23.475.649,12	8.610.123,55	2.152.530,89	-	-	34.238.303,57	199.179,74	-	344.247,22	34.781.730,53	26.023.497,55
out/02	19.402.756,77	6.560.242,25	1.640.060,56	-	-	27.603.059,59	53.853,70	-	949.039,18	28.605.952,47	21.279.650,20
nov/02	14.263.452,37	8.255.229,36	2.063.807,34	-	-	24.582.489,07	21.400,38	-	191.152,30	24.795.041,75	18.341.443,38
dez/02	44.341.742,21	6.597.242,11	1.649.310,53	-	-	52.588.294,84	7.665,74	-	1.052.454,57	53.648.415,15	39.653.938,64
jan/03	14.790.861,93	9.370.352,27	2.342.588,07	-	-	26.503.802,26	327,92	-	1.117.175,70	27.621.305,88	20.194.243,63
fev/03	14.865.335,65	9.733.096,83	2.433.274,21	-	-	27.031.706,70	5.047,55	-	284.177,55	27.320.931,80	19.868.388,73
mar/03	15.731.899,69	7.937.880,42	1.984.470,11	-	-	25.654.250,22	13.290,93	-	148.489,73	25.816.030,88	18.662.838,99
abr/03	14.368.278,51	7.718.539,00	1.929.634,75	-	-	24.016.452,25	13.288,25	-	24.029.740,50	24.046.192,75	17.271.375,99
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	22.236.023,87
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	21.560.646,46
jul/03	19.717.034,20	8.994.836,48	2.248.709,12	-	-	30.960.579,79	4.497,46	-	-	30.965.077,25	21.860.484,40
ago/03	27.518.769,05	8.729.286,62	2.182.321,65	-	-	38.430.377,33	282,22	-	285.081,27	38.715.740,82	27.165.544,81
set/03	20.374.725,41	7.120.964,99	1.780.241,25	-	-	29.275.931,64	158,51	-	-	29.276.090,15	20.420.072,88
out/03	20.536.095,27	7.034.021,81	1.758.505,45	-	-	29.328.622,52	-	-	326.950,56	29.655.573,08	20.557.078,51
nov/03	21.610.295,23	7.273.457,31	1.818.364,33	-	-	30.702.116,86	42,57	-	-	30.702.159,43	21.154.640,68
dez/03	121.843.251,67	71.974.359,18	17.993.589,79	-	-	211.811.200,64	5.747.608,50	-	123.663,74	217.682.472,88	149.052.026,57
jan/04	19.664.526,41	9.537.059,01	2.384.264,75	-	-	31.585.850,17	53.598,77	-	601.471,93	32.240.920,87	21.937.259,91
fev/04	20.184.698,41	6.483.068,48	1.620.767,12	-	-	28.288.534,02	939,22	-	-	28.289.473,24	19.134.685,37
mar/04	23.504.929,99	7.585.708,68	1.896.427,17	-	-	32.987.065,85	6.533,31	-	478.466,67	33.472.065,83	22.946.017,58
abr/04	22.038.680,46	8.173.063,70	2.043.265,92	-	-	32.255.010,08	738,15	-	545.273,40	32.801.021,63	21.908.349,03
mai/04	19.910.321,82	6.600.119,81	1.650.029,95	-	-	28.160.471,58	4.151,66	-	264.867,36	28.429.490,60	18.866.125,85
jun/04	24.456.042,29	7.511.822,10	1.877.955,53	-	-	32.845.819,92	705,62	-	148.551,66	33.995.077,20	22.417.864,80
jul/04	23.895.581,68	7.099.893,71	1.774.973,43	-	-	32.770.448,83	-	-	759.275,34	33.529.724,17	21.966.626,23
ago/04	25.450.867,95	8.143.554,10	2.035.888,53	-	-	35.830.310,58	10.400,06	-	535.315,83	36.376.026,47	23.674.730,56
set/04	23.500.182,00	7.093.639,08	1.773.409,77	-	-	32.367.230,85	-	-	-	32.367.230,85	20.930.809,28
out/04	19.082.495,84	4.300.980,99	1.075.245,25	-	-	24.458.722,07	4,27	-	33.049,24	24.491.775,58	15.732.564,18
nov/04	26.700.927,93	9.756.471,14	2.439.117,79	-	-	38.896.516,86	4,27	-	66.032,83	38.962.553,96	24.865.685,48
dez/04	27.663.089,17	7.738.088,20	1.934.522,05	-	-	37.335.699,42	2.481,19	-	1.480.929,00	38.819.109,61	24.607.002,26

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



ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

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



jan/05	21.120.826,79	4.982.566,44	1.245.641,61	-	-	27.349.034,85	8,74	-	-	880.774,79	28.229.818,37	17.773.023,15
fev/05	24.752.737,22	7.280.330,01	1.820.082,50	-	-	33.853.149,74	-	-	-	202.250,14	34.055.399,87	21.308.274,50
mar/05	29.529.015,06	9.370.742,77	2.342.685,69	20.719.074,43	5.916.835,42	14.606.533,67	-	-	-	350.009,38	14.956.543,04	9.293.829,66
abr/05	20.444.720,99	7.320.486,98	1.830.121,75	24.703.890,39	9.089.004,00	(4.197.564,68)	297,38	-	-	-	(4.197.267,30)	2.590.646,65
mai/05	35.988.590,98	6.942.163,41	1.735.540,85	-	-	44.666.295,25	-	-	-	-	44.666.295,25	27.376.716,79
jun/05	21.866.987,60	7.208.937,50	1.802.234,37	-	-	30.878.159,47	8,268,52	-	-	-	30.886.427,99	18.802.113,04
jul/05	16.544.318,64	4.832.945,30	1.208.236,33	-	-	22.585.500,27	1.242,78	-	-	-	22.586.743,04	13.652.431,35
ago/05	18.681.940,73	4.819.603,21	1.204.900,80	-	-	24.706.444,74	2.328,97	-	-	-	24.708.773,71	14.828.696,00
set/05	26.111.621,40	9.717.032,08	2.429.258,02	-	-	38.257.911,50	6,326,50	-	-	-	38.264.238,00	22.804.422,95
out/05	19.187.573,53	7.021.938,05	1.755.484,51	-	-	27.964.996,09	312.479,70	-	-	-	28.277.475,80	16.730.839,85
nov/05	21.131.622,64	8.782.443,27	2.195.610,82	-	-	32.109.676,72	57.094,81	-	-	965.449,82	33.132.221,34	19.465.180,04
dez/05	17.027.154,37	5.100.046,72	1.275.011,68	-	-	23.402.212,78	6.654,59	-	-	93.036,43	23.501.903,80	13.706.179,73
jan/06	27.849.857,59	9.827.620,53	2.456.905,13	201.016.544,30	60.573.452,95	(221.455.613,99)	3.616,02	-	-	47.900,46	(21.404.097,51)	128.168.372,01
fev/06	22.945.851,29	7.419.378,16	1.854.844,54	16.610.380,28	4.866.653,24	10.743.040,47	210,66	-	-	-	10.743.251,14	6.177.369,40
mar/06	18.145.657,28	4.946.597,48	1.236.649,37	27.433.083,50	9.595.662,60	(12.699.841,97)	-	-	-	-	(12.699.841,97)	7.247.729,26
abr/06	18.123.989,21	4.989.065,82	1.247.266,46	22.529.077,20	7.188.684,89	(5.357.440,60)	807,60	-	-	-	(5.356.633,00)	3.034.681,39
mai/06	53.897.379,06	16.227.499,39	4.056.874,85	17.728.883,19	4.717.371,74	51.735.498,37	25.704,18	490,33	-	-	51.761.692,87	29.101.573,99
jun/06	20.645.806,48	8.178.735,39	2.044.683,85	17.707.215,12	4.761.229,32	8.400.781,28	118.255,76	30.817,07	-	-	8.549.854,11	4.771.293,59
jul/06	23.457.158,32	7.453.840,08	1.863.460,02	49.903.192,59	15.989.220,05	(33.117.954,23)	5.459,48	18.297,70	-	-	(33.094.197,05)	18.325.911,62
ago/06	27.839.552,98	7.501.064,80	1.875.266,20	19.891.537,44	7.953.677,39	9.370.669,14	4.805,01	-	-	-	9.375.474,15	5.151.302,19
set/06	24.824.973,34	7.413.811,53	1.853.452,88	23.457.158,32	7.453.840,08	3.181.239,35	33,08	-	-	-	3.181.272,43	1.734.677,16
out/06	26.855.251,96	7.589.929,75	1.889.732,44	21.764.427,06	5.355.262,74	9.184.224,35	2.247,66	435,42	-	-	9.186.907,43	4.969.861,73
nov/06	29.617.214,01	8.006.290,43	2.001.572,61	24.408.199,25	7.179.081,88	8.037.795,92	3.729,85	-	-	3.335.570,62	11.377.096,29	6.107.288,55
dez/06	28.673.656,70	17.115.835,22	1.928.958,80	31.652.911,14	9.064.113,97	(23.980.574,39)	17.855,77	-	-	-	(23.807.18,62)	1.267.732,67
jan/07	37.021.299,66	11.993.984,51	2.998.496,13	28.484.805,33	7.569.701,55	15.959.273,41	6.013,42	383,85	-	-	15.965.670,68	8.432.978,64
fev/07	30.740.398,27	13.483.605,78	3.370.901,45	28.256.882,61	7.499.112,69	11.838.910,19	14.394,40	-	-	69.531,90	11.922.836,49	6.251.209,51
mar/07	35.087.194,67	15.016.051,08	3.754.012,77	36.527.533,67	11.749.146,22	5.580.578,64	564,06	-	-	33.644,46	5.614.787,16	2.919.689,32
abr/07	29.714.206,99	13.504.287,96	3.376.071,99	30.323.624,18	13.269.661,75	3.001.281,01	269,33	-	-	33.644,46	3.035.194,80	1.565.654,65
mai/07	28.570.498,74	13.024.899,27	3.256.224,82	34.659.909,78	14.803.461,27	(4.611.748,22)	122,67	-	-	33.644,46	(4.577.981,09)	2.341.764,49
jun/07	27.814.390,41	13.116.002,83	3.279.000,71	29.297.432,90	13.293.068,43	1.618.892,61	545,94	-	-	32.659,02	1.652.097,57	838.210,67
jul/07	24.436.984,65	12.543.235,86	3.135.808,97	28.093.951,85	12.793.007,05	(770.929,42)	-	-	-	32.940,60	(737.988,82)	371.249,38
ago/07	25.553.786,07	13.357.348,13	3.339.337,03	27.323.074,05	12.870.736,33	4.056.660,85	908,54	-	-	32.940,60	4.090.509,97	2.040.141,85
set/07	41.733.960,54	14.007.222,44	3.501.805,61	22.863.153,97	12.537.989,76	23.841.844,86	617.390,06	15.385,15	-	32.940,58	24.507.560,65	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	7.709.404,20	1.982,56	2.595,73	-	33.184,02	7.747.166,51	3.798.263,58
nov/07	29.831.091,78	14.029.926,52	3.507.481,63	41.307.742,16	13.802.971,66	(7.742.213,89)	126,54	66,22	-	15.915,25	(7.590.105,88)	3.689.634,50
dez/07	05.699.396,94	173.136.985,05	43.284.246,26	28.636.724,04	14.433.331,70	279.050.572,51	57.574.525,44	1.469,66	-	73.518,67	336.700.086,28	162.223.972,13
jan/08	28.552.021,63	10.199.727,28	2.527.431,82	28.772.027,56	13.826.344,74	(1.409.191,57)	1.498.047,47	-	-	51.103,51	13.959.541	66.830,62
fev/08	31.290.360,01	9.321.745,60	2.330.436,40	132.751.400,09	182.671.480,53	(272.480.338,60)	-	1.955,25	-	68.683,18	(272.409.700,17)	128.978.426,10
mar/08	28.007.198,83	9.623.045,54	2.405.761,38	-	-	40.036.005,75	264,08	41.66,96	-	115.966,31	40.156.403,10	18.840.445,23
abr/08	30.281.673,91	8.267.986,89	2.191.996,72	27.995.114,61	9.124.472,54	4.122.070,37	480,68	326.173,19	-	99.312,82	4.548.037,06	2.114.837,73
mai/08	37.048.734,45	10.970.078,35	2.697.519,59	27.584.175,42	9.426.713,32	11.555.443,64	538,34	-	-	169.048,35	11.725.030,33	5.401.656,33
jun/08	35.754.696,93	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
jul/08	40.964.690,89	10.712.429,84	2.678.107,46	34.650.200,52	10.596.973,02	9.108.054,66	15.368,56	10.229,46	-	169.266,79	9.302.919,47	4.426.986,91
ago/08	41.492.453,98	10.177.746,99	2.544.436,75	33.967.933,70	10.422.425,92	9.824.278,10	12.038,81	9.369,89	-	183.033,14	10.028.720,54	4.952.031,07
set/08	44.609.267,90	10.428.208,00	2.607.052,00	40.543.941,69	10.522.103,01	6.578.483,20	5.662,70	16.135,58	-	224.407,90	6.824.689,38	3.028.455,91
out/08	42.583.322,40	12.643.042,25	3.160.760,56	41.075.679,89	9.988.809,40	7.324.635,91	44.351,02	58.079,19	-	73.518,67	7.615.305,72	3.346.503,72
nov/08	38.456.632,37	11.150.559,46	2.787.639,87	44.192.493,81	10.240.705,97	(2.038.368,08)	-	-	-	190.129,93	(1.848.238,15)	804.497,20
dez/08	45.950.890,04	11.716.712,13	2.929.178,03	42.168.548,32	12.456.883,16	5.971.348,72	985,65	11.579,95	-	211.529,66	6.195.443,98	2.670.264,66
jan/09	43.144.746,25	16.201.687,73	4.050.421,93	38.039.858,29	10.965.789,61	14.391.208,02	1.806,43	17.810,22	-	209.278,56	14.620.103,23	6.237.910,71
fev/09	43.363.572,92	15.497.666,10	3.874.416,53	45.502.922,35	11.533.320,17	5.699.413,03	-	-	-	213.987,15	5.913.400,28	2.500.054,19
mar/09	48.597.044,24	15.913.295,17	3.978.323,79	85.651.553,22	31.336.760,38	(48.499.506,39)	7.542,01	24.701,82	-	216.901,26	(48.250.505,30)	20.191.496,18
abr/09	46.261.878,00	15.597.127,02	3.899.281,75	-	-	65.758.286,77	6.662,62	-	-	229.060,13	65.994.013,21	27.341.686,85
mai/09	45.006.660,59	15.390.854,21	3.847.713,55	48.045.462,09	15.734.221,25	465.545,01	2,88	-	-	229.341,05	694.888,94	284.904,44
jun/09	46.786.867,63	15.576.555,66	3.894.138,91	45.845.103,92	15.419.303,41	4.993.154,01	1.587,51	25.803,88	-	201.348,22	5.221.894,48	2.119.218,86
jul/09	51.757.556,09	16.076.582,02	4.019.145,51	44.589.886,51	15.214.914,85	12.048.977,26	-	-	-	291.681,66	12.340.658,92	4.955.117,35
ago/09	45.765.348,61	15.812.871,84	3.953.217,96	46.370.093,55	15.401.556,86	3.759.788,00	460,76	-	-	343.199,42	4.103.448,18	1.629.980,80
set/09	50.023.710,80	16.439.936,65	4.109.984,16	51.338.646,93	15.902.926,15	3.332.058,53	-	-	-	376.838,29	3.708.896,82	1.457.802,50
out/09	47.673.302,16	16.425.347,00	4.106.336,75	45.348.574,53	15.640.605,22	7.215.806,16	114,61	-	-	330.040,45	7.545.961,22	2.293.492,42
nov/09	47.766.623,63	15.810.373,17	3.952.593,29	49.606.936,72	16.269.151,89	1.653.501,48	200,68	3,26	-	352.276,47	2.005.981,89	771.467,20
dez/09	51.229.275,98	16.911.989,34	4.227.997,33	47.256.528,07	16.255.858,87	8.856.875,71	24.965,90	27.501,68	-	373.511,81	9.282.855,09	3.530.063,51
jan/10	51.569.175,13	19.686.871,93	4.921.717,98	47.349.849,54	15.642.274,29	13.185.641,22	117.533,22	-	-	510.076,86	13.813.251,29	5.193.998,78
fev/10	50.513.529,10	19.697.430,66	4.924.357,67	50.812.501,89	16.745.279,70	7.577.535,84	8.130,11	-	-	539.054,46	8.124.720,41	3.023.073,05
mar/10	51.418.272,17	19.331.333,61	4.832.833,40	101.873.679,10	39.383.683,23	(65.674.923,15)	34,66	-	-	589.193,87	(65.085.694,62)	23.937.072,13
abr/10	50.753.305,88	19.464.808,01	4.866.202,00	-	-	75.084.315,89	33,68	-	-	542.815,97	75.627.165,54	27.498.877,69
mai/10	53.889.603,89	19.432.587,93	4.858.146,98	51.418.272,17	19.331.333,61	7.430.733,02	36,50	91,55	-	547.532,55	7.978.393,63	2.866.681,15
jun/10	52.160.218,42	19.347.725,23	4.836.931,31	50.753.305,88	19.464.808,01	6.126.716,07	-	135,58	-	570.383,75	6.6	



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 ATUALIZADO							986.458.900,09



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

ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

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



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

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

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



ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

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



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

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



ASSINADO DIGITALMENTE POR TICIANA FREITAS DE SOUSA

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



Presidência da República
Secretaria-Geral
Subchefia para Assuntos Jurídicos

LEI Nº 13.360, DE 17 DE NOVEMBRO DE 2016.

[Mensagem de veto](#)

[Conversão da Medida Provisória nº 735, de 2016.](#)

Altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, a Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, a Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016, a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 1º O art. 4º da [Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971](#), passa a vigorar com a seguinte redação:

*Art. 4º

.....

[§ 3º](#) Os concessionários de serviços públicos de energia elétrica a depositarão mensalmente, até o dia quinze de cada mês seguinte ao de competência, as parcelas duodecimais de sua quota anual de reversão na conta-corrente a ser indicada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

[§ 4º](#) O poder concedente definirá a destinação específica dos recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) aos fins estipulados neste artigo:

.....

[III](#) - para custeio dos estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidroelétricos;

.....

[VI](#) - para empréstimos destinados a custeio ou investimento a serem realizados por empresa controlada direta ou indiretamente pela União que tenha sido designada à prestação de serviço nos termos do [§ 1º do art. 9º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013](#), ou por empresa autorizada conforme [§ 7º do art. 9º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013](#);

[VII](#) - para provimento de recursos para os dispêndios da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

.....

[§ 6º](#) Para a finalidade de que trata o inciso III do § 4º, deverão ser destinados ao Ministério de Minas e Energia 3% (três por cento) dos recursos da RGR.

.....

[§ 10](#) Até 1º de maio de 2017, terá início a assunção pela CCEE das competências previstas no § 5º, até então atribuídas às Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), sem prejuízo da atuação dos órgãos de controle interno ou externo da administração pública federal sobre a gestão da RGR.º (NR)

Art. 2º A [Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002](#), passa a vigorar com as seguintes alterações:

*Art. 13.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

DESPACHO Nº 1.962, DE 16 DE JULHO DE 2019

Voto

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.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 17.07.2019, seção 1, p. 33, v. 157, n. 136.



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 2019**¹, 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.



AP/AP

ASSINADO DIGITALMENTE POR ANDRE PEPITONE DA NOBREGA

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



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

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

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

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

[...]

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

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

Atenciosamente,

(assinado digitalmente)
ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA
Diretor-Geral

c/c:

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



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